



CA1
XC 40
-2012
C72

GOVT



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761119724185>

CA1
XC40 (5)
-2012
C72



HOUSE OF COMMONS
CHAMBRE DES COMMUNES
CANADA

CURRENT AND FUTURE STATE OF OIL AND GAS PIPELINES AND REFINING CAPACITY IN CANADA

Report of the Standing Committee on Natural Resources

**Leon Benoit, M.P.
Chair**



MAY 2012

41st PARLIAMENT, 1st SESSION



Published under the authority of the Speaker of the House of Commons

SPEAKER'S PERMISSION

Reproduction of the proceedings of the House of Commons and its Committees, in whole or in part and in any medium, is hereby permitted provided that the reproduction is accurate and is not presented as official. This permission does not extend to reproduction, distribution or use for commercial purpose of financial gain. Reproduction or use outside this permission or without authorization may be treated as copyright infringement in accordance with the *Copyright Act*. Authorization may be obtained on written application to the Office of the Speaker of the House of Commons.

Reproduction in accordance with this permission does not constitute publication under the authority of the House of Commons. The absolute privilege that applies to the proceedings of the House of Commons does not extend to these permitted reproductions. Where a reproduction includes briefs to a Standing Committee of the House of Commons, authorization for reproduction may be required from the authors in accordance with the *Copyright Act*.

Nothing in this permission abrogates or derogates from the privileges, powers, immunities and rights of the House of Commons and its Committees. For greater certainty, this permission does not affect the prohibition against impeaching or questioning the proceedings of the House of Commons in courts or otherwise. The House of Commons retains the right and privilege to find users in contempt of Parliament if a reproduction or use is not in accordance with this permission.

Additional copies may be obtained from: Publishing and Depository Services
Public Works and Government Services Canada
Ottawa, Ontario K1A 0S5
Telephone: 613-941-5995 or 1-800-635-7943
Fax: 613-954-5779 or 1-800-565-7757
publications@tpsgc-pwgsc.gc.ca
<http://publications.gc.ca>

Also available on the Parliament of Canada Web Site
at the following address: <http://www.parl.gc.ca>

CURRENT AND FUTURE STATE OF OIL AND GAS PIPELINES AND REFINING CAPACITY IN CANADA

Report of the Standing Committee on Natural Resources

**Leon Benoit, M.P.
Chair**

OTHER MEMBERS OF PARLIAMENT WHO PARTICIPATED

Seán Connolly

Simon Lapointe

Brian Ivens

Chris Van Hecke

Ed Stelmach

John O'Brien

Norm Macdonald

Éric Poirier

Blaine Higgs

MAY 2012

41st PARLIAMENT, 1st SESSION

CLERK OF THE COMMITTEE

Barbara Goss

LIBRARY OF PARLIAMENT

Publication, Distribution and Research Service

Marie-France Gauthier, Analyst

Sharon Zuker, Analyst

STANDING COMMITTEE ON NATURAL RESOURCES

CHAIR

Leon Benoit

VICE-CHAIRS

Claude Gravelle

David McGuinty

MEMBERS

Mike Allen

David Anderson

Blaine Calkins

Joe Daniel

Anne-Marie day

Royal Galipeau

François Lapointe

Kennedy Stewart

Brad Trost

OTHER MEMBERS OF PARLIAMENT WHO PARTICIPATED

Sean Casey

Hon. Laurie Hawn

Brian Jean

Dave Van Kesteren

Elizabeth May

Marie-Claude Morin

Pierre Nantel

Ève Péclet

Blake Richards

CLERK OF THE COMMITTEE

Rémi Bourgault

LIBRARY OF PARLIAMENT

Parliamentary Information and Research Service

Jean-Luc Bourdages, Analyst

Mohamed Zakzouk, Analyst

THE STANDING COMMITTEE ON NATURAL RESOURCES

has the honour to present its

THIRD REPORT

Pursuant to its mandate under Standing Order 108(2), the Committee has studied the current and future state of oil and gas pipelines and refining capacity in Canada and has agreed to report the following:

TABLE OF CONTENTS

THE CURRENT AND FUTURE STATE OF OIL AND GAS PIPELINES AND REFINING CAPACITY IN CANADA.....	1
INTRODUCTION	1
OVERVIEW	2
A. Pipelines.....	2
B. Refining	8
EMERGING MARKET TRENDS: OPPORTUNITIES AND CHALLENGES	13
A. Crude Oil	13
B. Refined Petroleum Products	19
C. Natural Gas	24
MOVING FORWARD.....	27
APPENDIX A: LIST OF WITNESSES	31
APPENDIX B: LIST OF BRIEFS	33
MINUTES OF PROCEEDINGS.....	35
DISSENTING REPORT OF THE NEW DEMOCRATIC PARTY OF CANADA	37
DISSENTING REPORT OF THE LIBERAL PARTY OF CANADA.....	43

THE CURRENT AND FUTURE STATE OF OIL AND GAS PIPELINES AND REFINING CAPACITY IN CANADA

INTRODUCTION

Global and domestic energy markets are undergoing changes that give rise to opportunities and challenges for Canada's oil and gas and refining sectors. The overall gasoline and diesel demand in North America and other OECD countries is expected to decline over the next two to three decades.¹ On the other hand, the global demand for crude oil, especially in emerging economies, is projected to continue to increase "for the next 25 years and beyond", which presents attractive export opportunities, considering Canada's sizeable² oil reserves.³ Furthermore, the discovery of large unconventional natural gas resources and the growing demand for alternatives to liquid fuels in Canada and the United States are expected to increase the role of natural gas in future North American markets.⁴ Changes in the supply and demand of oil and gas affect Canada's refining sector, which faces a number of challenges, including regional challenges, meriting special consideration.

The emerging national and international trends in oil and gas markets bring about a number of concerns and opportunities regarding trade, infrastructure, employment, energy security, government regulation, and the environment, among others. In order to gain a better understanding of the various opportunities and challenges facing Canada's oil and gas sectors, the House of Commons Standing Committee on Natural Resources conducted a study on the current and future state of oil and gas pipelines and refining capacity across Canada. Over the course of four meetings, the Committee heard from a number of witnesses from government, Aboriginal groups, academia, unions and the private sector. This report concludes the Committee's study, and brings forward recommendations for consideration by the Government of Canada.

1 John Quinn, General Manager, Integration and Planning, Refining and Marketing, Suncor Energy Inc., *Evidence*, February 2, 2012.

2 According to Natural Resources Canada (*Evidence*, January 31, 2012), Canada's crude oil reserves are estimated to amount to about 174 billion barrels (including 170 billion barrels in the oil sands), and could grow to 300 billion barrels, as extraction technology advances and becomes economically viable.

3 Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

4 Professor Michal Moore, School of Public Policy and ISEE Core Faculty, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

OVERVIEW

A. Pipelines

North America's oil and gas pipeline networks are closely integrated, particularly between Western Canada and the U.S. Midwest. In Eastern Canada, connections are mostly south-north, linking New England states to Quebec and Ontario through Portland, Maine (Figures 1 and 2). There are over 100,000 kilometres of pipelines in Canada, over 70%⁵ of which are regulated by the National Energy Board (NEB). In the past five years, the value of energy transported over NEB-regulated pipelines to Canadian and export markets exceeded \$100 billion annually, peaking at \$127 billion in 2008, while the cost of transport through the same pipelines averaged less than \$5 billion⁶ annually. Energy exports by pipeline contribute to approximately one fifth of Canada's total annual merchandise export revenues.⁷

5 The remaining 30% fall within provincial jurisdiction.

6 According to Brenda Kenny (follow-up correspondence with the Committee, March 5, 2012), pipelines are capital-intensive projects that require large initial outlays (often billions of dollars). The return on investment of a pipeline could take up to 30 years. The \$5 billion transport cost includes: depreciation costs, return on equity investment, annual cost of debt payments, and annual operating and maintenance costs (e.g., fuel, safety maintenance, inspections, taxes, etc.). All transport costs and associated tolls and tariffs are "normally approved by the appropriate regulators (NEB or provincial regulator), although the specific method of regulation can vary from jurisdiction to jurisdiction."

7 Canadian Energy Pipeline Association, document presented to the Committee, February 7, 2012.

Figure 1: Liquid Pipelines in Canada and the United States



Source: Canadian Energy Pipeline Association, <http://www.cepa.com/map/>.

Figure 2: Natural Gas Pipelines in Canada and the United States



Source: Canadian Energy Pipeline Association, <http://www.cepa.com/map/>.

As Figure 3 demonstrates, pipelines serve a number of different purposes in the distribution of oil and gas. There are two general types of energy pipelines, the majority of which are buried underground:

1) Oil pipelines, which consist of crude oil, diluted bitumen and refined product lines:

- a) Crude oil pipelines include small pipelines (approximately 5 to 20 centimetres in diameter) that gather oil from onshore or offshore oil wells, and connect to larger “trunk” lines (approximately 20 to 61 centimetres in diameter) for distribution. Few larger cross-country crude oil transmission pipelines (approximately 1.2 metres in diameter) are used to bring oil from extraction sites to refineries.⁸
- b) Refined product lines are used to transport a variety of refined products (e.g., gasoline, jet fuel, home heating oil and diesel fuel) to large fuel terminals with storage tanks to be loaded onto tanker trucks, which subsequently deliver fuels to gas stations and homes. (Major industries, airports and electrical power generation plants are supplied directly by pipeline.⁹) Refined petroleum products are often distributed as “batches” in multiproduct pipelines. Sophisticated sensors and monitoring technology are used to avoid the intermingling of different batches through the pipeline.¹⁰

2) Natural gas pipelines, used to transport natural gas from gas wells to processing plants to distribution systems throughout Canada. After being processed, natural gas is delivered directly to homes and businesses through an extensive network of small-diameter distribution pipelines.¹¹

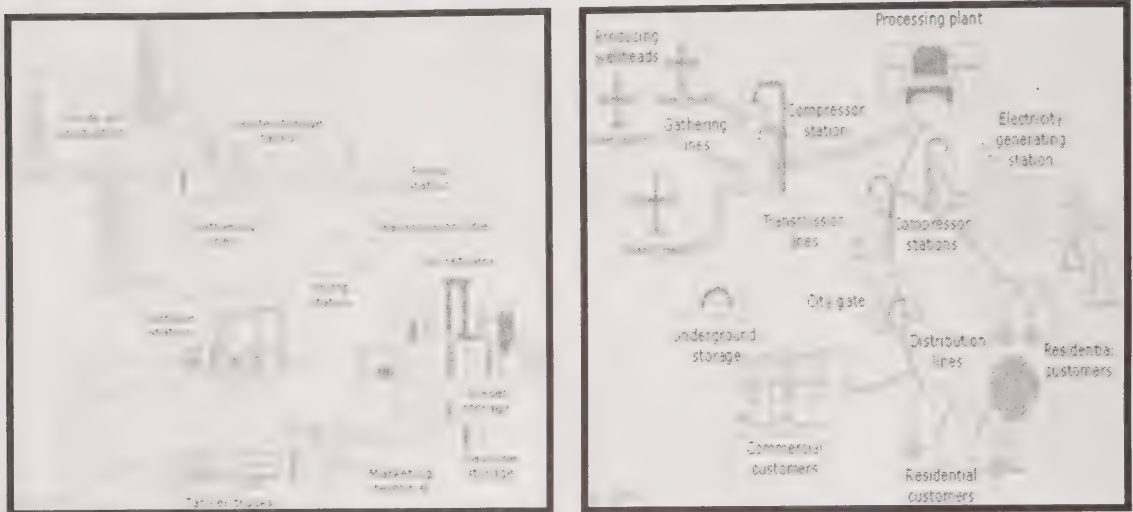
8 Professor Hossam Gabbar, University of Ontario Institute of Technology, As an individual, document presented to Committee, January 31, 2012.

9 Ibid.

10 Brenda Kenny, President and Chief Executive Officer, Canadian Energy Pipeline Association, follow-up correspondence with the Committee, March 5, 2012,

11 Professor Hossam Gabbar, University of Ontario Institute of Technology, As an individual, document presented to Committee, January 31, 2012.

Figure 3: Crude Oil (left) and Natural Gas (right) Delivery Networks



Source: Professor Hossam Gabbar, document presented to Committee, January 31, 2012.

The NEB oversees pipeline regulation throughout the life cycle of a given pipeline. During the application phase, the NEB assesses whether the pipeline is in the public interest, and “whether the project can be built and operated safely and in a manner that protects people and the environment.” During the planning phase, companies must meet the NEB’s regulatory requirements and demonstrate “meaningful public involvement and consultation.” If a project gets approved, the NEB may also attach any conditions deemed to be in the public interest. The NEB continues to monitor and verify compliance with regulatory requirements throughout the construction and operation phases of a given project. Finally, if a pipeline is to be abandoned, the NEB is responsible for ensuring that the company’s abandonment plan can be conducted “safely while protecting the environment at the time of abandonment and beyond.”¹²

Pipelines extending over 40 kilometres require a public hearing under section 52 of the *National Energy Board Act*. According to Gaétan Caron, Chair and CEO of the NEB, the overall length of the review process is “based on an independent decision of the panel hearing the case.”¹³

According to Professor Hossam Gabbar, “pipelines are the safest¹⁴ and most efficient means of transporting large quantities of crude oil and natural gas over land.”¹⁵

12 Gaétan Caron, Chair and CEO, National Energy Board, *Evidence*, February 9, 2012.

13 Ibid.

14 Professor Gabbar defined safety as “freedom from unacceptable risk.”

15 Professor Hossam Gabbar, University of Ontario Institute of Technology, As an individual, document presented to Committee, January 31, 2012.

Similarly, Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Natural Resources Canada (NRCan), stated that pipelines are the “safest and cheapest way to transport large quantities of oil over long distances [...]”.¹⁶ Furthermore, Mr. Caron told the Committee that “studies continue to confirm that pipelines operate more safely than any other mode of transportation of hydrocarbons.”¹⁷ Possible pipeline risks include leaks, ageing, human error and corrosion, which varies according to the impact of different chemical properties on a given pipeline.¹⁸

The NEB recently reported that pipeline worker serious injury rates are low and are continuing to drop, and that the environmental impacts of leaks have been “localized and fully remediated in compliance with [NEB] requirements, guided by international best practices.”¹⁹ Between 2000 and 2011, petroleum spills amounted to approximately 3,715 barrels²⁰ per year. There were two incidents in 2009, eight incidents in 2010, and, by September, four incidents had occurred in 2011.²¹

Pipeline companies are held accountable for the safety of their facilities and the protection of the environment in which they operate, throughout the life cycle of a given pipeline. They are required to anticipate, prevent, mitigate and manage incidents of any size or duration. In the case of a serious incident, the NEB oversees the regulated company's “immediate and ongoing response and cleanup,” and requires that “all reasonable actions be taken to protect employees, the public, and the environment.” According to Gaétan Caron, in areas where the NEB finds that safety can be improved, it takes the necessary actions to rectify the situation. The NEB has the authority to “shut down the pipeline company's operation. Failures or serious injuries must be reported to the board by law. The board requires companies to conduct their own investigations and submit their results. In serious cases [the NEB] will conduct [its] own investigation.”²²

Pipeline construction generates a wide range of direct and indirect employment opportunities within the energy sector, including construction jobs to build the infrastructure necessary to support the consequential growth within the oil and gas sector (e.g., office towers). According to Christopher Smillie, Senior Advisor, Government Relations, Building and Construction Trades Department, at the Canadian Office of the American Federation of Labor and Congress of Industrial Organizations (AFL-CIO), even though direct pipeline

16 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2012.

17 Gaétan Caron, Chair and CEO, National Energy Board, *Evidence*, February 9, 2012.

18 Professor Hossam Gabbar, University of Ontario Institute of Technology, As an individual, document presented to Committee, January 31, 2012.

19 Gaétan Caron, Chair and CEO, National Energy Board, *Evidence*, February 9, 2012.

20 One barrel of oil is equal to 158.987 litres.

21 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2011.

22 Gaétan Caron, Chair and CEO, National Energy Board, *Evidence*, February 9, 2012.

construction jobs last, on average, three seasons, “the vast bulk of jobs created last for 50 years or more.” For instance, the AFL-CIO represents about 80,000 to 90,000 skilled trade workers in Alberta who “in one way or another [...] work in the energy sector.” Mr. Smillie told the Committee that pipelines are “more than a connection for products. The pipeline links together jobs from one end of the production chain to the other end of that chain.”²³

According to John Quinn, General Manager, Integration and Planning, Refining and Marketing, Suncor Energy Inc., there is a shortage of skilled jobs in the oil and gas industry. The biggest challenge facing Suncor’s business expansion plans is “the need for thousands of skilled jobs, in Alberta in particular, but they resonate across the country for suppliers of goods and services to that construction effort and to that ongoing production effort as we go forward. There is no shortage in the requirement for skilled jobs in this country going forward.”²⁴

B. Refining

Refineries are used to produce a wide range of products, including gasoline, diesel oil, lubricating oil, and naphtha (used for the production of certain chemicals). Figure 4 presents a simplified illustration of a refining plant. By heating crude oil and injecting it into a distillation tower, different products are produced at different temperatures.²⁵ According to Peter Boag, President of the Canadian Petroleum Products Institute (CPPI), petroleum product refineries are not the same as bitumen upgraders. Refineries are more complex facilities, built and configured to process crude oil — “from heavy to light, from sour to sweet and now synthetic, into products such as gasoline, diesel, aviation fuel and home heating oil.” On the other hand, bitumen upgraders are built and configured to process bitumen feed — which is unsuited for processing in most product refineries — into synthetic crude suitable as a product refinery feedstock. An upgrader and a refinery can be integrated into a single facility.²⁶

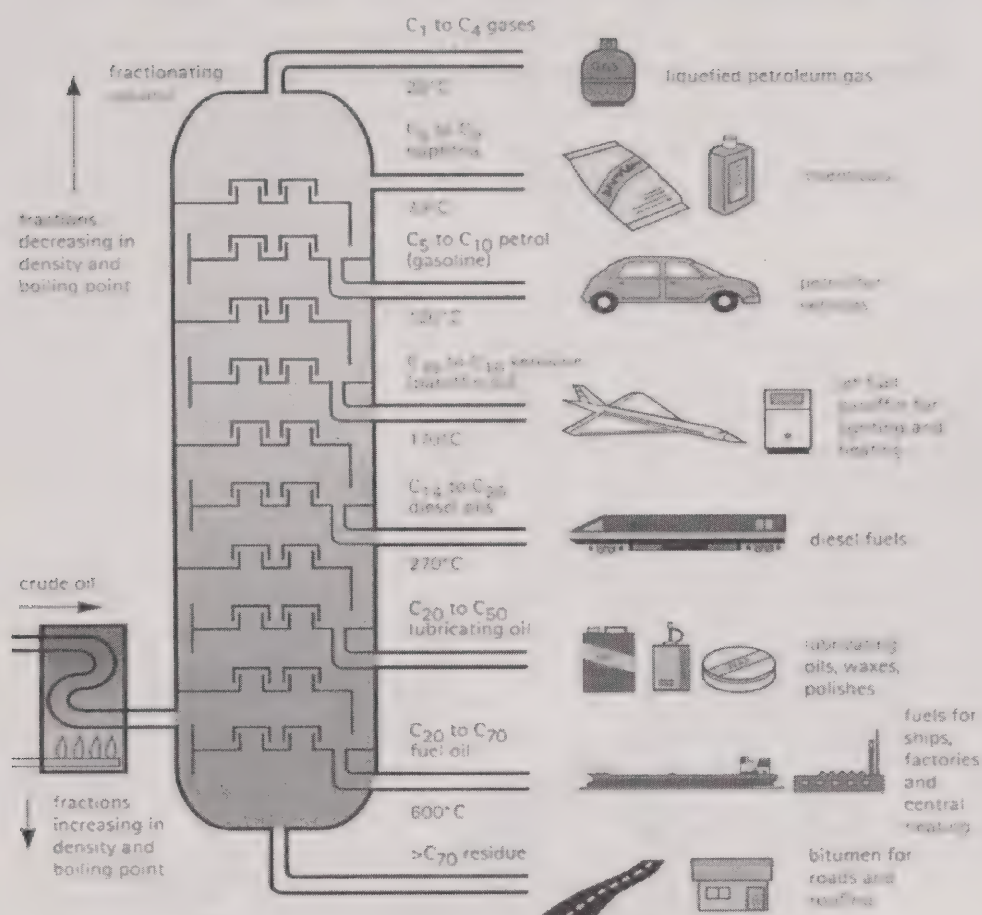
23 Christopher Smillie, Senior Advisor, Government Relations, Building and Construction Trades Department, Canadian office of the American Federation of Labor and Congress of Industrial Organizations (AFL-CIO), *Evidence*, February 7, 2012.

24 John Quinn, General Manager, Integration and Planning, Refining and Marketing, Suncor Energy Inc., *Evidence*, February 2, 2012.

25 Professor Hossam Gabbar, University of Ontario Institute of Technology, As an individual, document presented to Committee, January 31, 2012.

26 Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

Figure 4: Simplified Oil Production Chain from Refining



Source: Professor Hossam Gabbar, document submitted to the Committee on January 31, 2012

There are 19 refineries across Canada, with an aggregate production capacity of approximately two million barrels per day.²⁷ Of the 19 refineries, 15 produce the full range of petroleum products. Refineries in Western Canada use domestic crude oil delivered via pipeline, while in Eastern and Atlantic Canadian refineries, 15% of the oil comes from domestic offshore production and 85% is imported via tanker into Halifax, Saint John or Come By Chance.²⁸ In Quebec, crude oil is imported via small tankers into Lévis, or via larger tankers into Portland, Maine, and then delivered to Montréal by pipeline. Finally, in Ontario, refineries mainly use domestic crude oil, in addition to small volumes of imported crude, generally delivered through the Portland-Montréal Pipeline and the Enbridge Line 9

²⁷ Canadian Petroleum Products Institute, document presented to Committee, January 31, 2012.

²⁸ Natural Resources Canada, document presented to Committee, January 31, 2012.

In addition to the 19 refineries in Canada, there are seven upgraders in Alberta that process 100% bitumen feed — unlike petroleum product refineries, which are built and configured to process crude oil. According to Peter Boag, “some upgraders produce limited amounts of finished products, generally diesel.”³¹ Mark Corey told the Committee that Alberta’s objective is to upgrade two thirds of its crude oil production by 2020, which would require four additional upgraders at the cost of approximately \$3 billion each.³² In 2010, Canada produced 1.5 million barrels of bitumen per day, of which 0.8 million bb/d, or 53%, was upgraded.³³

About 90% to 95% of Canadian refinery output is fuel products, while 5% to 10% is petrochemical feedstock.³⁴ As a net exporter of refined petroleum products, Canada exports approximately 20% (or 400,000 bpd) of its refining output, mainly from Quebec and Atlantic Canada to the Northeastern United States.³⁵ According to Peter Boag, “the bottom line is that at the end of the day, [Canada is] a net exporter of refined products to about 20% of our capacity in a very competitive North American market. We think that’s a pretty positive story for Canada.”³⁶ In 2009, Canada’s refining sector contributed \$2.5 billion to the Canadian economy, and employed about 17,500 “highly educated and well-paid” refinery workers.³⁷ A report by the Conference Board of Canada indicates that refinery workers earn approximately 50% more than workers in Canada’s overall manufacturing sector.³⁸ According to Christopher Smillie, at refineries “there are jobs sustaining construction, operations, and maintenance. Those jobs are there for 50 years. Pipelines link those jobs together. If there’s no pipeline to markets, those other high-paying, high-skilled, and challenging jobs don’t exist.”³⁹

The number of refining plants in North America dropped from over 360 in the 1970s and 1980s to less than 140 today. According to Michael Ervin, Vice-President and Director of Consulting Services at MJ Ervin and Associates, the closure of about 200 refineries since 1970 was a result of excess refining capacity and poor returns on

31 Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

32 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2011.

33 Natural Resources Canada, document submitted to the Committee, February 24, 2012.

34 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2012.

35 Canadian Petroleum Products Institute, document presented to Committee, January 31, 2012.

36 Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

37 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2012.

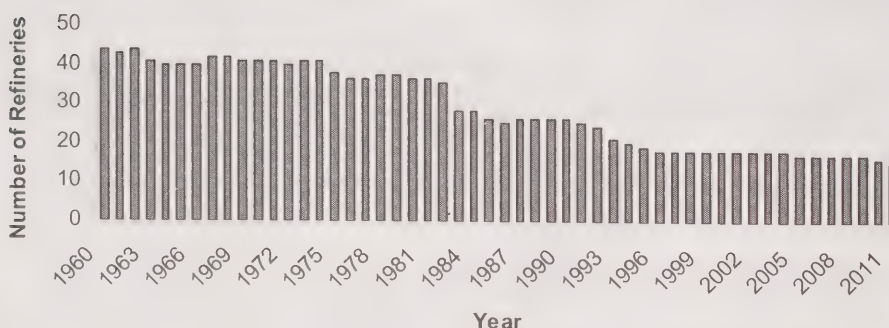
38 John Quinn, General Manager, Integration and Planning, Refining and Marketing, Suncor Energy Inc., *Evidence*, February 2, 2012.

39 Christopher Smillie, Senior Advisor, Government Relations, Building and Construction Trades Department, Canadian office of the American Federation of Labor and Congress of Industrial Organizations (AFL-CIO), *Evidence*, February 7, 2012.

capital within North America's refining sector. Furthermore, the progression of fuel quality mandates (e.g., reductions in lead, benzene, sulphur, etc.) presented challenges to the industry, particularly smaller and less efficient refineries that could not justify the large investments needed to comply with the new mandates.⁴⁰ By the mid-1990s, the steady increase in petroleum demand in North America caused the utilization rates of refining plants to exceed 90%, which is optimal in terms of profitability. As a consequence, many refineries attracted high capital investment, and underwent expansion in order to meet the growing demand for petroleum products.⁴¹

Canadian refining capacity has consistently responded to the market conditions of supply and demand. The expansion of Canadian refineries has, on average, increased Canada's refining capacity, despite the decline in the number of refineries over the past five decades (Figures 6 and 7). In 1960, there were 44 refineries producing about 945,000 b/d across the country, compared to 19 refineries today and a production rate of approximately 1,886,000 b/d in 2011.⁴² (Of the 19 Canadian refineries, 15 produce the full range of petroleum products.) Given the fact that Canada's refining industry is not operating at full capacity, and that petroleum fuel demand has likely peaked in North America and other OECD countries⁴³ (and will likely continue to decline in upcoming years⁴⁴), there is currently no economic basis for building new refineries in Canada.

Figure 6: Number of Canadian Refineries, 1960-2011



Source: Natural Resources Canada, document presented to Committee, January 31, 2012.

40 Michael Ervin, Vice-President, Director of Consulting Services, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Evidence*, February 2, 2012.

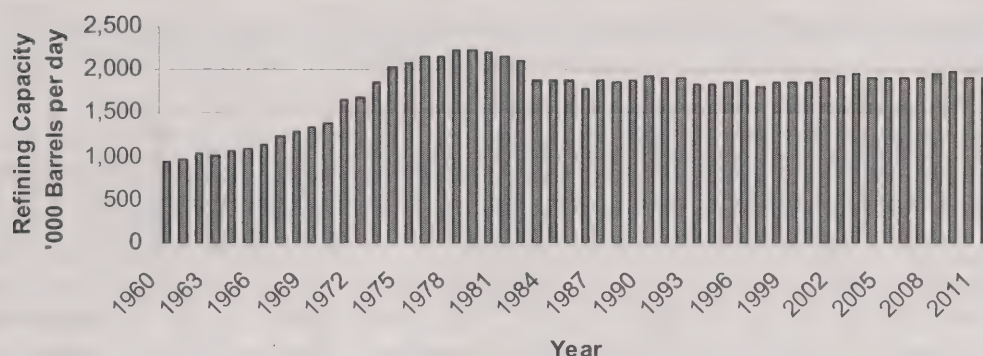
41 Ibid.

42 Natural Resources Canada, document presented to Committee, January 31, 2012.

43 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2012.

44 Michael Ervin, Vice-President, Director of Consulting Services, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Evidence*, February 2, 2012.

Figure 7: Canadian Refining Capacity, 1960-2011



Source: Natural Resources Canada, document presented to Committee, January 31, 2012.

EMERGING MARKET TRENDS: OPPORTUNITIES AND CHALLENGES

A. Crude Oil

The growing global demand for crude oil, particularly in emerging economies, is expected to increase the export opportunities for Canada's upstream oil sector.⁴⁵ According to Professor Jack Mintz, considering that Canadian exports are largely dependent on the United States, diversifying crude export markets would improve Canada's leverage as an exporter, particularly with respect to negotiations with the United States — a large energy market with strong negotiating powers.⁴⁶ Upgrades to pipeline infrastructure could achieve two main goals: 1) facilitate the export potentials of Canadian crude oil to emerging markets overseas, and 2) improve the efficiency of export markets within North America.

The two most commonly used pricing standards for crude oil are the West Texas Intermediate (WTI), based on prices in Cushing, Oklahoma, and the Brent (considered the world price), based on prices in the North Sea. In recent years, the Brent pricing has been generally higher than the WTI pricing, by as much as \$25 per barrel at one point (on January 31, 2012, the differential was \$13 per barrel; and recently, it dropped to \$9 per barrel). According to Mark Corey, once the oil is delivered to tidewater, "the two

45 Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

46 Professor Jack Mintz, Palmer Chair in Public Policy, School of Public Policy, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

price levels come more into line.”⁴⁷ In other words, in current North American crude oil markets, waterborne crude has a higher value than landlocked crude.

Professor Michal Moore told the Committee that a number of pipeline networks in North America rely on additional support from rail, barge or truck in order to deliver crude oil to refining facilities or tidewater ports, which adds to the overall cost of oil distribution. For example, he stated that “in the Houston market, in moving down to [the] gulf coast market, we give away about \$10 a barrel in potential headroom to producers.” Similarly, “in the California market, where the reserves of heavy crude are declining in the California basins, we give away even more, up to about \$13 a barrel, depending on conditions.”⁴⁸ Brenda Kenny, President and Chief Executive Officer of the Canadian Energy Pipeline Association (CEPA), stated the following: “[...] currently there are some market distortions in North America. In total, depending on the numbers, that can cost Canada anywhere from \$14 billion to \$18 billion a year. That is in addition to lost tax revenues, fewer dollars for reinvestment in Canada, and lower returns to all shareholders, many of whom are pensioners.”⁴⁹

According to Professor Jack Mintz, it is important for Canada “not to be too reliant on only one market, and there is some value to diversification as a result.”⁵⁰ Similarly, Mark Corey told the Committee that “strategically it would be wise of [Canada...] to diversify beyond the U.S. market to make sure we’re getting the best price possible for our crude.”⁵¹ Professor Michal Moore stated that the price differential that can be captured by improving the pricing of Canadian crude oil exports “represents several hundred billion dollars over a 20- to 30-year period that’s available to government.” He stated the following:

“[The main point] is being able to reach what amounts to a tidewater access pricing point. It’s important to differentiate between where our products actually go versus where they’re priced. Right now, some of the knock on the Keystone pipeline, which is coming from various sectors in the U.S., suggests that all we’re trying to do is export to foreign markets [...]. Where we have an advantage is in getting into the U.S. gulf coast, where our products can be processed and then transformed into gasoline and other distillates, and reaching out to a U.S. market. When we can do that, we get a higher world price,

47 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2012.

48 Professor Michal Moore, School of Public Policy and ISEE Core Faculty, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

49 Brenda Kenny, President and Chief Executive Officer, Canadian Energy Pipeline Association, *Evidence*, February 7, 2012.

50 Professor Jack Mintz, Palmer Chair in Public Policy, School of Public Policy, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

51 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2012.

and that translates directly back into tax revenues and royalties that are significant, literally, for every province in Canada.”⁵²

Furthermore, Professor Mintz stated that there are both economic and political gains to shipping either to California or to Asia:

“It does potentially increase the GDP in Canada, as I recall, by about a percentage point over the next number of years, if we do export to either Asia or California, partly because we can achieve some better pricing for our product. That’s assuming that we also deal with the Cushing inventory problem, where oil has to be sent at a high cost down to the gulf coast. It’s more pipelines set up, and we do see an elimination of differential between the international price and the West Texas Intermediate price, which will be a big gain for Canada as well.”⁵³

The choice of how and where to export crude oil, according to Professor Mintz, “comes down to [...] the economic advantages of different alternatives,” adding that “there are very significant advantages of still selling to the United States, particularly to the gulf area.” He emphasized the role of transportation costs in the economics of crude oil exports.⁵⁴ Even though some oil pipelines have increased their capacity in recent years, the overall Canadian export pipeline capacity is tight, with “little flexibility in the system,” according to the NEB.⁵⁵

The following pipeline proposals could improve the access of crude oil from Western Canada’s sedimentary basin to international markets:

- The Keystone XL Pipeline proposal, which would connect Canada’s oil sands to the U.S. gulf coast. The Keystone Pipeline can currently deliver Canadian crude oil to Cushing, Oklahoma. By adding pipeline connections from Hardisty, Alberta to Steele City, Nebraska, and from Cushing to Houston, Texas, the project would improve the access of Canadian crude oil to the U.S. gulf coast, and eliminate some of the current transportation costs associated with shipping products from Cushing to southern Texas (e.g., by truck). These reduced costs could also increase the pricing on Canadian crude oil sales in the U.S. gulf coast.⁵⁶ According to Christopher Smillie, the Keystone XL project would generate approximately 3,000 to

52 Professor Michal Moore, School of Public Policy and ISEE Core Faculty, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

53 Professor Jack Mintz, Palmer Chair in Public Policy, School of Public Policy, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

54 Ibid.

55 National Energy Board, *The current and future state of oil and gas pipelines and refining capacity in Canada*, Follow-up document submitted to the Committee on February 16, 2012.

56 Professor Jack Mintz, Palmer Chair in Public Policy, School of Public Policy, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012; Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

3,500 construction jobs in Canada (i.e., in the section from Hardisty to the U.S. border) for three seasons, in addition to 20,000 construction jobs in the United States. Mr. Smillie added that the project would also generate “hundreds of thousands” of jobs and “billions of dollars” in GDP due to subsequent developments within the oil sands.⁵⁷

- The Northern Gateway Pipeline proposal, which would connect Canada’s oil sands to Asian markets through Kitimat, British Columbia. According to Christopher Smillie, the project would diversify Canada’s crude oil export markets and provide a wide range of job opportunities, including (based on some initial estimates) an estimated 2,700 construction jobs for three construction seasons.⁵⁸ Furthermore, Professor Jack Mintz told the Committee that shipping crude oil to Asia could increase Canada’s GDP by about a percentage point over the next few years.⁵⁹ The project is currently under review by a joint panel made up of the NEB and the Canadian Environmental Assessment Agency (CEAA).
- Kinder Morgan’s Trans Mountain Expansion (TMX), which is intended to increase Canada’s crude oil transmission capacity to the West Coast. On October 20, 2011, Kinder Morgan’s Trans Mountain Pipeline Limited Partnership announced the start of an “Open Season” for the next stage of the proposed TMX expansion. According to Kinder Morgan’s public website,⁶⁰ “depending on the results of the Open Season, [the proposed expansion] is expected to be comprised of pipeline facilities that may complete the looping of the pipeline in Alberta and British Columbia, pumping stations, tanks in Edmonton and Burnaby and expansion of the Westridge Marine Terminal, with a planned in service date in early 2017.” The 1,150 km pipeline has a current capacity of 300,000 barrels per day.⁶¹

Some of the opposition to the pipeline proposals involves environmental groups in Canada and the United States. Vivian Krause suggests that some of these groups have received millions of dollars from U.S.-based foundations, “specifically for campaigns

57 Christopher Smillie, Senior Advisor, Government Relations, Building and Construction Trades Department, Canadian office of the American Federation of Labor and Congress of Industrial Organizations (AFL-CIO), *Evidence*, February 7, 2012.

58 Ibid.

59 Professor Jack Mintz, Palmer Chair in Public Policy, School of Public Policy, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

60 http://www.kindermorgan.com/business/canada/tmx_openseason.cfm

61 Kinder Morgan, Trans Mountain Pipeline Open Season, http://www.kindermorgan.com/business/canada/tmx_openseason.cfm

targeting the oil and gas industry in Canada.”⁶² There has been some support and opposition to oil and gas pipeline proposals from different Aboriginal groups.

According to Michael Ervin, while the Keystone XL and Northern Gateway proposals are important to ensure continued growth in Canada’s upstream industry, particularly the oil sands, they would reduce the competitiveness of Canadian refineries that currently process crude oil from Western Canada.⁶³ Furthermore, Joseph Gargiso, Administrative Vice-President of Communications at the Energy and Paperworkers Union of Canada, told the Committee (with reference to estimates by economist Michael McCracken) that “for every 400,000 barrels of raw bitumen exported out of the country for upgrading and refining, 18,000 [well-paid] jobs in Canada will be lost [...],” not including jobs related to downstream activities, such as manufacturing.⁶⁴

Joseph Gargiso is of the view that Canada’s energy security could be compromised by the exportation of large quantities of raw Canadian crude oil for processing abroad. Furthermore, Professor Larry Hughes expressed concern regarding the possible impacts of foreign supply disruptions on the availability and affordability of oil products, particularly in the Atlantic Provinces.⁶⁵ Atlantic Canada and Quebec import about 83% and 86.5% respectively of their oil from foreign countries, some of which have either peaked (e.g., the United Kingdom, Norway, Russia and Venezuela) or are located in politically volatile regions (e.g., Saudi Arabia, Iraq, Nigeria and Angola).⁶⁶ According to Mr. Gargiso, Canada could be vulnerable to oil supply disruptions from the Middle East “through its dependence on refined products sourced from [European] countries themselves dependent on the Middle East.” If the current excess of European gasoline production withers, Europe’s gasoline exports to Canada could be reduced.⁶⁷ On the other hand, Mr. Ervin told the Committee that North America has sufficient safeguards in the case of an energy shortage, such as the U.S. strategic oil reserve, which could supply the United States for several months. “In a North American context and given the NAFTA provisions, we have a degree

62 Vivian Krause, As an Individual, *Evidence*, February 9, 2012.

63 Michael Ervin, Vice-President, Director of Consulting Services, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Evidence*, February 2, 2012.

64 Joseph Gargiso, Administrative Vice-President, Quebec, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012.

65 Professor Larry Hughes, Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

66 Joseph Gargiso, Administrative Vice-President, Quebec, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012; Professor Larry Hughes, Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

67 Ibid.

of security by that means alone.”⁶⁸ Furthermore, John Quinn affirmed that Canada has a secure supply of energy.⁶⁹

To address the potential energy security concerns of increasing Canada’s reliance on foreign oil, some witnesses supported the idea of reversing Enbridge’s Line 9⁷⁰ pipeline between Sarnia and Montréal. The reversal would make crude oil from Canada’s western sedimentary basin available to Eastern Canada (and possibly Atlantic Canada), and could potentially allow western crude oil to serve New England, through Portland, Maine.⁷¹ Professor Larry Hughes told the Committee that crude oil could be delivered from Montréal to Atlantic Canada through the Montréal-Portland pipeline (which would also have to be reversed) and, subsequently, by tanker from Portland to Atlantic Canada’s three refineries. Alternatively, it could be delivered more expensively by tanker from Montréal to Atlantic Canada directly.⁷² According to Joseph Gargiso, the reversal of Enbridge’s Line 9 could reduce Eastern Canada’s reliance on foreign oil by 20% to 25%.⁷³ Furthermore, John Quinn, General Manager, Integration and Planning, Refining and Marketing, Suncor Energy Inc., stated that the reversal could “foster possible investments at [Suncor’s] Montréal refinery to allow it to more fully adapt to [western] crudes [...] and would help secure Montréal refinery’s long-term flexibility, [...] performance and [...] viability.”⁷⁴ Mr. Quinn added that Suncor’s refinery is already capable of processing some western crude oil, although there is “no pipeline connection to allow that to happen at a cost-effective level.”⁷⁵

Recommendation 1

In order to maximize the competitiveness of Canada’s crude oil production, the Committee recommends that the Government of

68 Michael Ervin, Vice-President, Director of Consulting Services, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Evidence*, February 2, 2012.

69 John Quinn, General Manager, Integration and Planning, Refining and Marketing, Suncor Energy Inc., *Evidence*, February 2, 2012.

70 In 2011, Enbridge proposed the reversal of its line 9 between Sarnia and Montréal to bring western crude oil to Eastern Canada. According to Brenda Kenny (*Evidence*, February 7, 2012), Line 9 was originally built in the 1970s in order to address and mitigate concerns about energy security in Eastern Canada, including the potential threat of an OPEC embargo. By the 1990s, the political threat from the Middle East had receded, thereby improving the reliability and affordability of oil imports through the eastern port. Consequently, “the market signalled the need to reverse [the pipeline flow], and oil has been flowing from Montréal into Sarnia [ever since].”

71 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2011.

72 Professor Larry Hughes, Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

73 Joseph Gargiso, Administrative Vice-President, Quebec, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012.

74 John Quinn, General Manager, Integration and Planning, Refining and Marketing, Suncor Energy Inc., *Evidence*, February 2, 2012.

75 Ibid.

Canada implement a streamlined regulatory process, including set timelines that ensure a fair, independent and science-based regulatory process, while at the same time considering the viewpoints of local communities and industry, and respecting the duty to consult Aboriginal groups. The streamlined regulatory process should be harmonized between the provincial, territorial and federal governments, should not reduce the current public access to the review process, and should provide exemplary environmental stewardship.

Recommendation 2

Given the testimony regarding Enbridge's Line 9, the Committee recommends that the National Energy Board's function be re-examined and that the NEB conduct an internal review of its approval processes to ensure that pipeline decisions respecting existing infrastructure be done in a timely manner. These reviews are to be transparent and public, and are to include a wide range of stakeholders.

Recommendation 3

The Committee recommends that the Government of Canada recognize the importance of Canada's pipeline system, as evidence shows it is the safest and most efficient way to transport oil, gas and other hydrocarbons.

B. Refined Petroleum Products

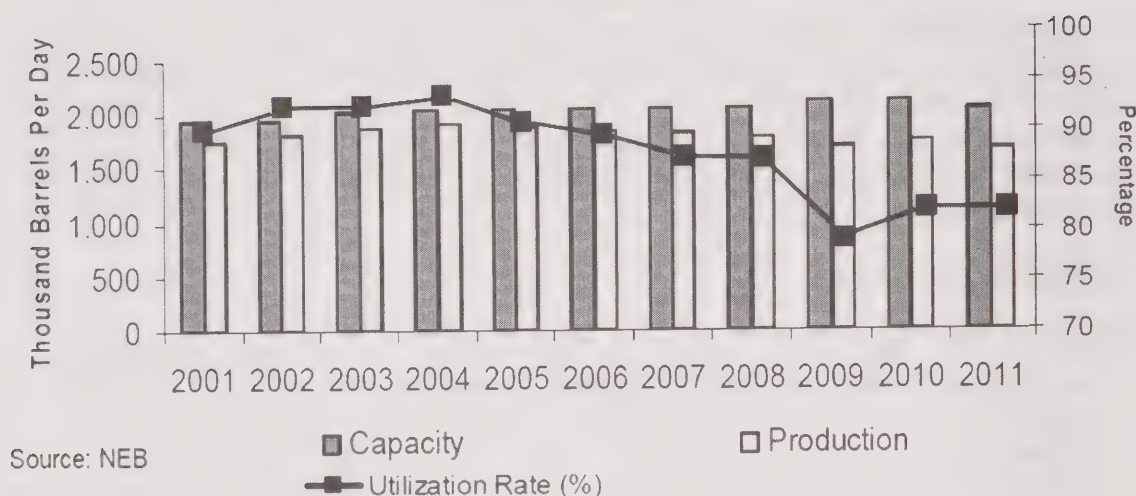
The prospects of Canada's refining sector appear uncertain, according to some Committee witnesses, particularly considering the recent and projected declines in North America's demand for gasoline, which constitutes about 40% of the continental production of petroleum products.⁷⁶ Since the 2008 economic recession, Canadian refineries have had a relatively high surplus capacity, with utilization rates averaging 80% in Ontario and Western Canada and 84% in Atlantic Canada and Quebec.⁷⁷ (To ensure profitability, refineries need to operate with a utilization rate of 90% or over.⁷⁸) Figure 8 outlines Canada's average refinery capacity, production and utilization rates between 2001 and 2011.

76 Michael Ervin, Vice-President, Director of Consulting Services, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Evidence*, February 2, 2012.

77 Natural Resources Canada, document presented to Committee, January 31, 2012.

78 Canadian Petroleum Products Institute, document presented to Committee, January 31, 2012.

Figure 8: Canada's Refinery Capacity, Production and Utilization Rates, 2001-2011



Source: Canadian Petroleum Products Institute, document presented to Committee, January 31, 2012.

Canada's refining sector faces the following economic challenges, according to some Committee witnesses:

- Refining is a capital-intensive business. According to the Canadian Petroleum Products Institute (CPPI), "while no new refinery has been built in Canada for some 25 years, more than \$40 billion have been invested in Canadian refineries since 1980 — including capacity expansion and continuous improvement initiatives to increase operational efficiency, enable the refining of heavier crudes, and improve environmental performance."⁷⁹ Building a new refinery could cost \$5 to \$10 billion.⁸⁰ Furthermore, according to Carol Montreuil, Vice-President of the CPPI, the return-on-investment from refineries is a 40-year endeavour in the range of 8% to 10%.⁸¹
- Refining economics generally favour local markets.⁸² According to Natural Resources Canada (NRCan), the distribution of refined products over long distances and over multi-product pipelines can lead to increased sulphur levels, which requires costly remediation at the final destination. In addition, petroleum products must be tailored to the climate and the

79 Ibid.

80 Natural Resources Canada, document presented to Committee, January 31, 2012.

81 Carol Montreuil, Vice-President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

82 Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

regulatory requirements of the jurisdiction within which they are consumed.⁸³ Peter Boag told the Committee that shipping refined products long distances often requires additional refining to ensure that the product is fit for its purpose.⁸⁴

- Canadian refineries, which are small by international standards, are facing growing competition from larger (existing and upcoming) refineries in emerging economies that are increasingly targeting North America's refined product market.⁸⁵ According to Peter Boag, the economies of scale of larger offshore refineries and access to ocean shipping mitigate the economic impediments of transporting finished products over long distances, which does not appear to be the case in Canada. For example, one refinery in India has the capacity to produce 60% of all Canadian refinery output.⁸⁶ Michael Ervin told the Committee that the expansion of refinery capacity in emerging economies, combined with a surplus of refining capacity in North America and Europe, will likely depress the profitability of Canadian refineries for the foreseeable future.⁸⁷ Smaller refineries, such as the Chevron facility in Burnaby, B.C., could also be at stake if they face feedstock shortages. According to Joseph Gargiso, "this March, the refinery will be curtailing production by 20,000 barrels. [...] Because the National Energy Board gave permission to [...] the pipeline operator to actually auction off the oil. So they got out-bid by a better offer."⁸⁸
- Other economic challenges facing the refining sector include the costs associated with oil distribution infrastructure, and the price differential between Western Canadian crude oil and other supplies of crude oil that are typically sold at Brent-based prices.

The production and domestic sales of refined petroleum products vary in different regions of Canada (Figure 9), leading to different challenges with regards to changes within the refining sector. According to Keith Newman, Director of Research, Energy and Paperworkers Union of Canada, recent refinery closures have led Eastern Canada (i.e., Ontario and Quebec) to a situation of dependency on foreign suppliers of petroleum products, particularly gasoline, thereby increasing the region's vulnerability in the case of

83 Natural Resources Canada, document presented to Committee, January 31, 2012.

84 Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

85 Ibid.

86 Ibid.

87 Michael Ervin, Vice-President, Director of Consulting Services, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Evidence*, February 2, 2012.

88 Joseph Gargiso, Administrative Vice-President, Quebec, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012.

an unexpected foreign or domestic supply disruption. The shutdown of Petro-Canada's Oakville refinery in 2005 has resulted in an approximated 20% shortfall of refined products in Ontario (the equivalent to five million cubic metres annually), leading that province to rely on "surplus production in Quebec and foreign countries."⁸⁹ In 2007, southern Ontario was subjected to gasoline shortages for "several weeks" as a result of a fire at Imperial Oil's Nanticoke refinery near Hamilton. During the shortage, 135 gas stations were closed⁹⁰ and gasoline prices rose by 10¢ to 15¢ a litre. "It was widely understood [that] the tight supply in the province was the main cause of the shortage," according to Mr. Newman.⁹¹ Subsequently, the closure of Shell Canada's Montréal refinery in 2010 made Quebec "barely self-sufficient," leading both Quebec and Ontario to a situation of dependency on foreign suppliers.⁹² In the summer of 2011, the Greater Toronto Area, Sarnia, and London experienced shortages due to routine maintenance at a Shell refinery in Sarnia that took longer than expected.⁹³

However, Michael Ervin said it is speculation that building more Canadian refineries would lower the price of wholesale and retail fuels for Canadian consumers. He said it is important to understand that "Canadian refineries are really just part of a North American capacity pool, and lower wholesale prices in Canada brought about by more capacity would quickly attract U.S. wholesale buyers, thus negating any hopes of sustained lower prices in Canada."⁹⁴

89 Keith Newman, Director of Research, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012.

90 According to Keith Newman, Imperial Oil had to close 100 gas stations (or one quarter of its total), Petro-Canada closed 30 stations and imposed rationing at another 80 stations, and Shell Canada had to close 5 stations.

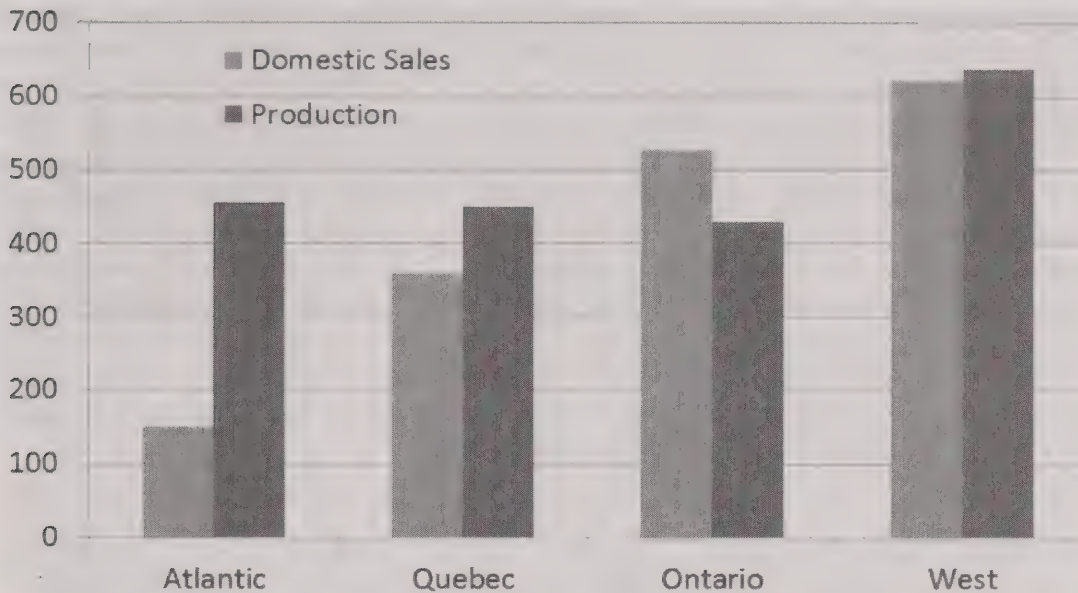
91 Keith Newman, Director of Research, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012.

92 Ibid.

93 Joseph Gargiso, Administrative Vice-President, Quebec, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012.

94 Michael Ervin, Vice-President, Director of Consulting Services, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Evidence*, February 2, 2012.

Figure 9: Refining Production and Domestic Sales (thousand b/d)



Source: Canadian Petroleum Products Institute, document presented to Committee, January 31, 2012.

Recent refinery closures have triggered job losses, particularly in Ontario and Quebec. In 2005, the shutdown of Petro-Canada's Oakville refinery resulted in the loss of 350 direct jobs, and "thousands of additional jobs [...] by contractors and suppliers [...]"⁹⁵ Furthermore, Keith Newman told the Committee that the 2010 shutdown of Shell Canada's Montréal refinery resulted in a minimum loss of 2,000 jobs, according to estimates from the Institut de la statistique du Québec.⁹⁶ Based on estimates by the Conference Board of Canada,⁹⁷ the Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada calculated that, over a five-year period, the shutdown of the Oakville and Montréal refineries resulted in a loss of approximately 25,000 person years of direct, indirect and induced jobs, in addition to estimated losses of \$2.6 billion in GDP and \$330 million in federal and provincial taxes.⁹⁸

Considering the various economic and social challenges outlined above, the prospects of Canada's refining industry remain uncertain. Some industry representatives

⁹⁵ Keith Newman, Director of Research, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012.

⁹⁶ Ibid.

⁹⁷ According to Keith Newman (*Evidence*, February 2, 2012), a 2011 Conference Board of Canada (CBC) report estimates that the closure of 10% of refining capacity in Canada would result in the loss of "38,300 person years of work, \$4 billion of cumulative GDP, and \$508 million of provincial and federal income taxes [...]"

⁹⁸ Keith Newman, Director of Research, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012.

appear sceptical of the feasibility of further expansions of Canadian refineries. For example, John Quinn stated that even though Suncor Energy will remain committed to its refinery plants “as long as they are competitive and profitable,” North America’s current surplus of refining capacity and declining demand for petroleum products “does not easily support the expansion of domestic refining capacity.”⁹⁹ According to Peter Boag, “the size of Canada’s petroleum products refining [...] footprint will be market driven, and the sum of many individual business decisions will be influenced by a myriad of factors including commercial strategies, crude availability and cost, logistics and labour issues, product demand and market access, and the Canadian policy/regulatory environment.” Mr. Boag emphasized the importance of “[letting] competition work,” adding that “Canadians enjoy some of the lowest prices of gasoline in the world and [...] operate on a competitive basis. We think the competitive system works well.” On the other hand, Mr. Boag expressed the need, under the right economic conditions, for continued investment in existing refining infrastructure (e.g., to improve efficiency or environmental performance) in order to maintain the competitiveness of Canada’s refining sector.¹⁰⁰

C. Natural Gas

Fuel demand in North America is expected to shift towards alternatives to liquid fuels, including natural gas.¹⁰¹ Furthermore, the sizeable unconventional natural gas resources in North America are likely to play a critical role in future energy markets.¹⁰² According to the NEB, there have been a number of changes to the throughputs on natural gas pipelines in recent years (Figure 10):¹⁰³

- Throughputs on natural gas pipelines serving the Northeast U.S. continue to decline, as Canadian natural gas is being displaced by domestic U.S. production, particularly from the Marcellus shale gas play, as well as via deliveries of Rockies gas on the Rockies Express Pipeline.
- “LNG deliveries to Canaport remain moderate and offshore production from Nova Scotia is declining, explaining the low throughputs on the Brunswick and Maritimes Northeast pipelines respectively.”

99 John Quinn, General Manager, Integration and Planning, Refining and Marketing, Suncor Energy Inc., *Evidence*, February 2, 2012.

100 Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2012.

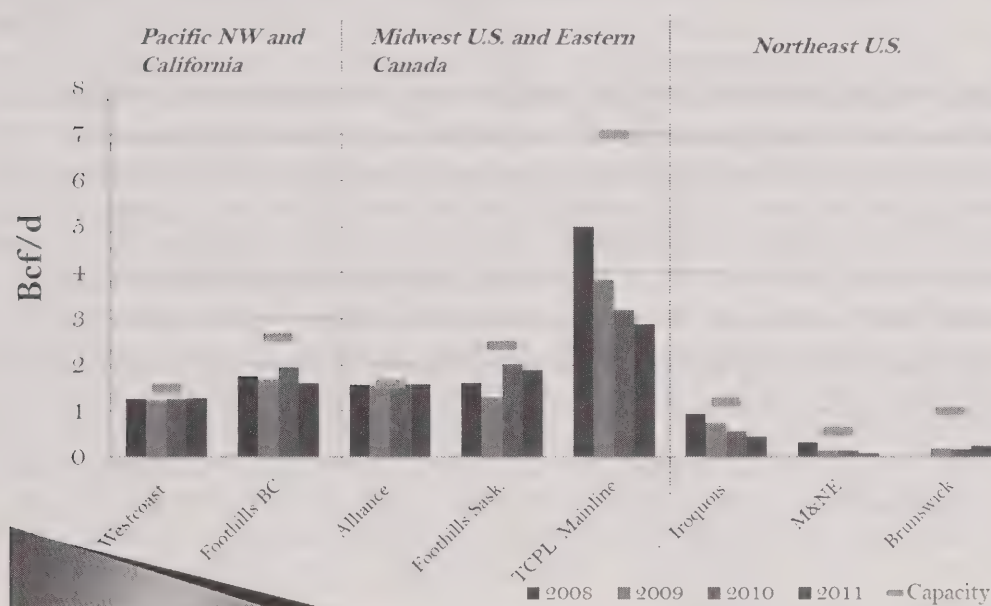
101 Professor Michal Moore, School of Public Policy and ISEE Core Faculty, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

102 Ibid.

103 National Energy Board, *The current and future state of oil and gas pipelines and refining capacity in Canada*, Follow-up document submitted to the Committee on February 16, 2012.

- “Canadian natural gas is increasingly finding itself in U.S. Midwest markets, via deliveries on the Foothills Saskatchewan pipeline. Northwest markets for Canadian gas remained stable via exports on the Westcoast system.”
- “Throughputs on the Foothills BC system saw a moderate decline, due to newly commissioned pipelines in the U.S., competing for the California market.”

Figure 10: Average Throughputs of Major Natural Gas Pipelines



Source: National Energy Board, *The current and future state of oil and gas pipelines and refining capacity in Canada*, Follow-up document submitted to the Committee on February 16, 2012.

Atlantic Canada faces challenges regarding the availability and affordability of natural gas, according to Professor Larry Hughes. Approximately 90% of Atlantic Canada's natural gas, most of which is from Nova Scotia, is exported to New England, leading industrial, residential, commercial and institutional sectors to rely on oil products, electricity, and biomass for process heat and space heating.¹⁰⁴ As previously mentioned, 83% of Atlantic Canadian oil is sourced from foreign countries that have either peaked or are located in politically volatile regions, which arguably compromises the region's energy security.¹⁰⁵ Furthermore, according to Mr. Hughes, the region's average percentage of household income spent on energy is close to energy poverty (i.e., 8% to 10%), with

104 Professor Larry Hughes, Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

105 Joseph Gargiso, Administrative Vice-President, Quebec, Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada, *Evidence*, February 2, 2012; Professor Larry Hughes, Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

Prince Edward Island at 6% and the rest of Atlantic Provinces exceeding 5%.¹⁰⁶ Professor Jack Mintz is of the view that natural gas could be an important alternative fuel for Atlantic Canada's future, particularly in the utility, heating and some parts of the transportation sectors. He told the Committee that the shale gas developments in New Brunswick could have a significant impact on the development of energy markets in the Atlantic region.¹⁰⁷

The Committee heard from witnesses regarding the prospects of the Mackenzie Valley Natural Gas Pipeline project — an example of a project that could improve Canada's preparedness for the anticipated growth in North America's natural gas markets.¹⁰⁸ The proposal is to transfer natural gas from the Mackenzie Delta (Northwest Territories) to natural gas markets in the south with an initial capacity of 1.2 billion cubic feet a day — which could be expanded to 1.8 billion cubic feet a day by adding compressor stations along the route. According to Robert Reid, President of the Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP, the Mackenzie Valley project would provide “a positive GDP impact of over \$100 billion, with royalty and tax revenue of over \$10 billion to federal, provincial, and territorial governments [...]” In terms of employment, the project's construction phase is projected to create over 7,000 jobs in the Northwest Territories (or approximately 30,000 person-years) and over 140,000 across Canada (or approximately 200,000 person-years). Furthermore, as part of the access and benefits agreements, Aboriginal contractors are guaranteed \$1 billion in set-aside work along the pipeline. According to a memorandum of understanding concluded in June 2011 between Aboriginal groups and Imperial Oil, ConocoPhillips, Shell and Exxon Mobil, Aboriginal groups have a “one-third ownership position in the Mackenzie Valley pipeline”, which represents “a good model for harmonious Aboriginal participation in our major projects”. Mr. Reid also told the Committee that the Mackenzie gas project could lead to a 600-megatonne reduction in Canada's greenhouse gas emissions, if used to displace coal and oil in the power generation market, which is forecast to grow by 40% by 2020.¹⁰⁹

According to Mr. Reid, the Mackenzie Valley Pipeline project is not feasible based on current gas prices. On the other hand, North America's growing demand for natural gas is expected to improve the project's economic viability by 2020. The Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP is currently negotiating a fiscal arrangement with the Government of Canada to reduce the capital cost of the project.¹¹⁰

106 Professor Larry Hughes, Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

107 Professor Jack Mintz, Palmer Chair in Public Policy, School of Public Policy, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

108 Robert Reid, President, Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP, *Evidence*, February 9, 2012.

109 Ibid.

110 Ibid.

Professor Michal Moore told the Committee that a better understanding of the scope and structure of emerging natural gas markets in North America and better knowledge of the necessary infrastructure to support these markets would improve the prospects of Canada's energy future.¹¹¹ Professor Moore also stated that a growing natural gas market would likely support an electric market that requires specific hardware and infrastructure.¹¹²

MOVING FORWARD

A number of witnesses suggested that the government consider an energy strategy to address any economic, social, infrastructural, regulatory, environmental or other issues facing Canada's energy sector. For example:

- Peter Boag stated that "some greater degree of clarity and common vision of what is in the national interest of Canada for energy [...] would be very useful to ultimately guide policy [...] and] investment decisions so that we have some certainty and some common view of the role that energy will play in our economy and how we can maximize the value of that for all Canadians on a national interest basis."¹¹³
- Brenda Kenny called for the establishment of a "strategic policy framework that recognizes the interdependency between energy security, prosperity and jobs, environmental conservation, and social well-being, [including] an effective, efficient regulatory system that focuses on predictable timelines, balanced fact-based decisions, and trade opportunities." Furthermore, Ms. Kenny suggested that pre-assessing infrastructure corridors could result in "quicker project decisions".¹¹⁴
- Christopher Smillie stated that the AFL-CIO supports "changes to the system to facilitate large projects, though not at the expense of safety or environmental review [...] We want something that's fair, streamlined, and rigorous." He added that "no strategy can be in place without also considering a workforce strategy."¹¹⁵

111 Professor Michal Moore, School of Public Policy and ISEE Core Faculty, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012

112 Ibid.

113 Peter Boag, President, Canadian Petroleum Products Institute, *Evidence*, January 31, 2011.

114 Brenda Kenny, President and Chief Executive Officer, Canadian Energy Pipeline Association, *Evidence*, February 7, 2012.

115 Christopher Smillie, Senior Advisor, Government Relations, Building and Construction Trades Department, Canadian office of the American Federation of Labor and Congress of Industrial Organizations (AFL-CIO), *Evidence*, February 7, 2012.

- John Quinn told the Committee that Suncor Energy is “very supportive of a national energy strategy,” and believes that such strategy needs to go beyond energy production. “We need to look at how we move ourselves around in this country. We need to look at how we build our cities and how we build our homes [...]”¹¹⁶
- Professor Larry Hughes stated that Canada is both, at present, an energy exporter and an energy importer. “We should be addressing the need for energy security from both the exporter perspective and the importer perspective.”¹¹⁷
- Finally, Professor Michal Moore stated that Canada is part of a North American continent, “when we talk about a national energy strategy we're really talking about a North American energy strategy.”¹¹⁸

The federal, provincial and territorial energy ministers are collaborating on a number of issues. For example, in July 2011, Ministers of Energy from across Canada agreed on the following priorities with regards to the energy sector: regulatory reform; energy efficiency; energy information and awareness; energy markets and international trade; smart grid technology; and electricity reliability.¹¹⁹

Based on the evidence outlined in this report, the Committee makes the following recommendations:

Recommendation 4

The Committee recommends that the Government of Canada commit to developing and diversifying markets for Canadian energy products.

Recommendation 5

Given the consequences of the National Energy Program, the Committee recommends that the Government of Canada continue its

116 John Quinn, General Manager, Integration and Planning, Refining and Marketing, Suncor Energy Inc., *Evidence*, February 2, 2012.

117 Professor Larry Hughes, Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012.

118 Professor Michal Moore, School of Public Policy and ISEE Core Faculty, University of Calgary, As an Individual, *Evidence*, February 7, 2012

119 Mark Corey, Assistant Deputy Minister, Energy Sector, Department of Natural Resources, *Evidence*, January 31, 2011.

markets-driven approach to the refining sector, while recognizing the refining sector operates as a North American market.

Recommendation 6

In order to maximize the competitiveness of Canada's energy industries, the Committee recommends that the Government of Canada work with the provinces and territories to ensure an optimal investment climate, through measures such as tax reduction and regulatory reform.

Recommendation 7

The Committee recommends, with regards to an energy strategy, that the Government of Canada coordinate with the provinces and territories, keeping in mind provincial and territorial jurisdictional responsibilities.

Recommendation 8

Given the large amount of money transferred to the provinces for post-secondary education and training, and the skills and human resources gap facing the energy sector, the Committee recommends that the Government of Canada consider the skilled labour shortage facing the energy industry, and the need for labour to move effectively both across the country and throughout the North American market.

Recommendation 9

Given the significant labour shortages forecasted in many regions of Canada and particularly in the energy sector, the Committee recommends that the Government of Canada review its immigration programs and change the point system to better align the skills of those who are able to immigrate to Canada with the labour market needs of the country, and that the Government of Canada consider providing a larger role for employers in the immigration system.

APPENDIX A

LIST OF WITNESSES

Organizations and Individuals	Date	Meeting
Canadian Petroleum Products Institute Peter Boag, President Carol Montreuil, Vice-President	2012/01/31	22
Department of Natural Resources Mark Corey, Assistant Deputy Minister Energy Sector Douglas Heath, Director Oil Sand and Energy Security Division, Energy Sector Michael Rau, Senior Policy Advisor to the Assistant Deputy Minister, Energy Sector		
As an individual Hossam A. Gabbar, Professor University of Ontario Institute of Technology		
Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada Joseph Gargiso, Administrative Vice-President Quebec Keith Newman, Director of Research	2012/02/02	23
Suncor Energy Inc. John Quinn, General Manager Integration and Planning, Refining and Marketing		
The Kent Group Michael J. Ervin, Vice-President, Director of Consulting Services MJ Ervin and Associates		
Building and Construction Trades Department, AFL-CIO, Canadian Office Christopher Smillie, Senior Advisor Government Relations	2012/02/07	24
Canadian Energy Pipeline Association Brenda Kenny, President and Chief Executive Officer		
As individuals Larry Hughes, Professor Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University Jack Mintz, Professor, Palmer Chair in Public Policy School of Public Policy, University of Calgary Michal Moore, Professor School of Public Policy and ISEE Core Faculty, University of Calgary		

APPENDIX A

LIST OF WITNESSES

Organizations and Individuals	Date	Meeting
Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP Robert Reid, President	2012/02/09	25
National Energy Board Gaétan Caron, Chair and CEO Iain Colquhoun, Chief Engineer Patrick Smyth, Business Unit Leader Operations		
As an individual Vivian Krause		

APPENDIX B

LIST OF BRIEFS

Organizations and individuals

Canadian Association of Petroleum Producers

Canadian Energy Pipeline Association

Canadian Petroleum Products Institute

Communications, Energy and Paperworkers Union of Canada

Gabbar, Hossam A.

Hughes, Larry

MINUTES OF PROCEEDINGS

A copy of the relevant Minutes of Proceedings (Meetings Nos. 22, 23, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 33 and 34) is tabled.

Respectfully submitted,

Leon Benoit, M.P.
Chair

Official Opposition – New Democratic Party of Canada

Dissenting Report to the Study on Current and Future State of Oil and Gas Pipelines and Refining Capacity in Canada

New Democratic committee members are encouraged this study, sparked by our concern about Canada's declining refining sector, draws attention to the need to better identify and understand a wide variety of energy challenges facing Canadians. However, we are disappointed Majority Report recommendations simply and uncritically repeat the government's unbalanced approach to natural resources management in Canada—an approach that is destabilizing the balanced economy we've built up since the Second World War.

While the main report identifies a number of significant issues pertaining to refineries and pipelines in Canada, there are four main issues it does not adequately address: (1) the need for a made-for-Canada energy strategy that prioritizes the interests of Canadians; (2) the protection of quality, value-added jobs in the refining sector; (3) the need to ensure sustainable energy security in all parts of the country; and (4) the importance of responsible, sustainable resource development and a robust environmental assessment process.

Background on the Study

In November 2011, New Democratic committee members proposed the Standing Committee on Natural Resources study the *Current and Future State of Oil and Gas Pipelines and Refinery Capacity in Canada*. It was hoped such a report would contribute to our understanding of our rapidly developing oil and gas sector as well as provide an overall picture of energy provision in Canada. Four days of expert testimony reinforced our view of the pressing need for a comprehensive energy strategy and provided valuable insights into possible policy solutions.

Unfortunately, this testimony is largely ignored in the main body of the Majority Report. In addition to ignoring the need for a comprehensive energy strategy, the Majority Report recommendations outline an alarming vision for accelerated energy-related resource development without due regard for economic impacts, the enforcement of environmental regulations or the internalization of environmental costs.

This dissenting report reflects upon the Majority Report recommendations and presents an alternative vision of natural resource development that prioritizes the interests of the Canadian public.

The final recommendations generated in the Majority Report are engineered to justify the Conservative Government's present approach to energy sector resource development. The Majority Report recommendations illustrate a one-dimensional approach to natural resource development that prioritizes oil industry profits. We feel Canadians instead expect both energy security and the sustainable development of our country's natural resources.

This Conservative approach comes at the exclusion of almost all other values. For example, the Conservative approach favours raw resource export over domestic value-added job creation and foreign

sales over domestic resource security. It exposes Canada to the risks of unchecked foreign ownership of Canadian natural resources. It ignores potentially perilous international trade obligations—such as the proportionality clause of NAFTA— requiring Canada to export set amounts of natural resources once such exports have been initiated.

This development-at-all-costs approach sets up conflict between Canadians and hides the associated environmental costs to future generations. The Conservative approach encourages the extraction and export of raw natural resources with little domestic benefit, but considerable environmental and social costs that will be borne by Canadians.

An Energy Strategy for Canada

Canada needs a national energy strategy. This strategy must establish a plan for developing our vast natural resources to secure maximum economic benefit for Canadians, address a number of long-standing energy related challenges, but also ensure the environmental and social well-being of current and future generations. The Conservative Government refuses to develop such a strategy despite calls for action from provincial and territorial governments, industry and citizens.

The importance of energy to the lives of Canadians and to our economy, and the complexity of the considerations involved, highlight the need for a national energy strategy for Canada. Such a strategy requires policy development in areas including the domestic supply of renewable and non-renewable energy-related resources and non-renewable resource export. Policy development in these areas must consider how to balance potential benefits as well as economic, social and environmental impacts.

Under the Conservative government's policies, billions of dollars in direct and indirect subsidies to the oil and gas industry have led to an artificial rise in the value of the Canadian dollar. Evidence suggests the inflated Canadian dollar is now responsible for over 50 per cent of all job losses in our manufacturing sector—more than outsourcing or the recent recession. The government's unbalanced resource development policies impose a heavy toll on the Canadian economy.

New Democrats believe the federal government has a role to play in developing a comprehensive strategy for our country's long-term energy security in a lower carbon future, in consultation and cooperation with provincial, territorial and Aboriginal governments, unions, energy providers, environmental organizations, and other stakeholders.

A successful Canadian energy strategy must respect the basic principles of economic, social and environmental sustainability, including enforcing existing environmental regulations internalizing environmental costs. It must reduce Canada's non-renewable resource dependency by maximizing energy conservation and fostering renewable energy development. It must also ensure responsible resource export and maximize the economic benefits of resource development.

In contrast to this approach, the Conservative government has chosen to focus almost entirely on non-renewable energy resource export, with little if any consideration given to domestic supply of energy-related renewable or non-renewable resources. While the Conservative approach is driven by the

corporate interests of major energy companies, it pays little or no attention to social or environmental impacts of government policy.

Recommendation: That the government should immediately begin working with provinces, territories, municipalities, Aboriginal groups, industry, NGOs and the academic community to develop a comprehensive national energy strategy that puts Canadians first.

The Decline of the Domestic Refinery Industry and Value-Added Job Losses

The emergence of the Western Canadian oil sands has transformed Canada. Crude oil reserves are estimated to be approximately 170 billion barrels, growing to 300 billion barrels due to extraction technology advances. In 2010, Canada produced 1.5 million barrels of bitumen per day. These reserves not only provide considerable raw-export potential, but also value-added opportunities in the upgrading and refining sector.

Unfortunately, Canada has failed to take advantage of the domestic opportunities to add value to these raw products. While Canadian refineries are comparatively clean and efficient, only 15 full-range refineries remain operational with only a handful equipped to refine bitumen based-crude oil. While Canada remains a net exporter of refined products, this status is under threat. Canada has lost approximately one refinery per year since production peaked in the 1980s. Where in the early 1980s Canadians refineries produced approximately 2.2 million barrels per day of refined products, this amount since has dropped by nearly 400,000 barrels per day. More provinces will lose all ability to refine oil products if Canada continues to lose refineries at the current rate.

The decline of the Canadian refining sector also represents a significant erosion of high-paying, long term jobs. The direct refinery labour force peaked at 27,400 workers in 1989, falling by nearly 10,000 workers to just 17,500 jobs by 2009. Testimony from the Communications, Energy and Paperworkers' Union shows that "for every 400,000 barrels of raw bitumen exported out of the country for upgrading and refining, 18,000 jobs in Canada will be lost." Currently, seven Alberta-based upgraders process just 53 per cent of oil sands bitumen prior to export. This represents a significant lost opportunity for long term, value added jobs.

The proposed construction of high volume export pipelines such as Keystone XL and Enbridge Northern Gateway would greatly increase the export of raw bitumen. New Democrats are concerned the Conservative Government's unreserved support of these pipelines ignores their significant negative impacts on potential long-term employment in Canada and on the value extracted from our natural resource endowment.

Recognizing that oil and gas will continue to play a prominent role in our energy mix in the medium term, a responsible energy strategy would discourage bulk exports of our unprocessed resources and encourage value-added, responsible upgrading, refining and petrochemical manufacturing here in Canada to maximize the economic benefits and jobs for Canadians.

Recommendation: In order to maximize the long term viability of Canada's upgrading and refining sectors, the Government of Canada should continually monitor domestic refining output and work with the provinces and territories to protect quality, family-sustaining jobs in the upgrading and refining sectors.

Promoting Sustainable Energy Security in Every Region

A comprehensive approach to energy must also take into account the security of our energy supply both nationally and at a regional level. Committee testimony highlights the fact that while Canada is a net oil exporter, regional energy production and consumption significantly varies.

In particular, witnesses indicated that Eastern Canada's reliance on imported oil and gas to meet many energy needs (including a higher reliance on fossil fuels for home heating) exposes the region to significant price volatility and occasional supply uncertainty. Testimony from Professor Larry Hughes of Dalhousie University highlights the importance of improving energy security in the region by conserving energy, developing renewable alternatives, and exploring ways to increase Eastern access to Western energy resources.

In spite of this evidence, the Conservative Government eliminated federal support for renewable power by ending of the ecoENERGY for Renewable Power Program. It also cancelled the highly popular ecoENERGY Retrofit - Homes Program which helped Canadians reduce energy consumption and improve the efficiency of their homes. The elimination of these and other measures have a negative effect on Canadian energy security.

New Democratic committee members believe the best way to ensure long-term energy security for all Canadians is by reducing dependence on fossil fuels and fostering the development of renewable energy technologies which provide safe, environmentally friendly, and reliable energy to meet energy needs in all regions.

Responsible, sustainable resource development

Sustainability—social, economic and environmental—must be at the centre of our approach to the development of natural resources. New Democrats reject the false dichotomy between protecting our environment and ensuring long-term jobs for Canadians. Sustainability can, and must, become central to the way we do business in order to ensure that future generations can prosper. More specifically, cumulative environmental impact assessments, enforcing environmental regulations, robust consultation with First Nations, and implementing science-based monitoring are all essential to ensure responsible development.

Unfortunately, the Conservative government has failed to uphold these principles. In 2010, the Conservatives used the budget bill to transfer the authority for most environmental evaluation for major resource projects from the Canadian Environmental Assessment Agency to the National Energy Board

and the Canadian Nuclear Safety Commission. New Democratic committee members are concerned the Conservative government will repeat this move in 2012 in order to speed up environmental reviews for major resource projects.

While we agree that Canada's environmental assessment laws could better serve the interests of the public, industry, First Nations and the environment, New Democratic committee members hold that rolling back environmental protections developed over the past two decades to speed projects to approval will not serve Canadians, especially if it is done in a way that inhibits open public debate on the changes and avoids proper scrutiny by a Parliamentary Committee.

Recommendation: That any changes to the regulatory process should not negatively impact the participation of Canadians in the review process by either reducing participant funding or time available for public comment, and should not curtail the duty to consult with Aboriginal groups. Furthermore, that any changes be proposed in stand-alone legislation so that it may be given full consideration by Parliamentarians.

Conclusion

Testimony to the Standing Committee on Natural Resources reinforces the need for a national energy strategy, confirms concerns over the loss of value-added refining in Canada, and underscores the need to address energy security while balancing the requirement for appropriate environmental protections. Under the Conservative approach, the decline of the Canadian refining sector and expansion of raw export oil pipeline capacity suggests a future in which Canadians receive less value for our energy resources, while depleting these non-renewable resources at an increasingly rapid pace. Such a future presents a risk not only to our environment and communities, but to quality Canadian jobs and the long-term economic competitiveness of our energy sector in a world transitioning to cleaner energy sources.

New Democrats have a very different vision for Canada's energy and resource future, one in which we maximize the benefits we receive from our resource development while at the same time minimizing negative social and environmental impacts. While we recognize this approach to managing resources will require greater collaboration with the provinces and territories and deeper engagement on a variety of policy proposals than those proposed by the Conservatives, studies such as this begin to show a way forward.

Dissenting Report

Current and Future State of Oil and Gas Pipelines and Refining Capacity in Canada

David McGuinty, Member of Parliament

Vice Chair, House of Commons Standing Committee on Natural Resources

This dissenting report begins by thanking all of the witnesses who testified during the Committee meetings and thanks all groups and individuals who submitted written briefs.

The good faith and good will expressed by the witnesses is in stark contrast to the Conservative Members of the Committee who, throughout the entire process, focused on achieving what can only be described as pre-ordained outcomes, aligned with the government's ideological and narrow perspective.

There is no doubt that the evidence adduced at committee was useful in the context of the immediate preoccupation with the construction of pipelines and refining capacity writ large. However, concern was repeatedly raised that dealing with these issues in isolation would invariably give rise to much broader considerations.

The question of energy speaks to every single facet of Canadian life. It speaks to job creation and housing, to royalties and revenues, to competitiveness and efficiency, to transportation and infrastructure, to information and awareness, to markets and international trade, and, finally, it speaks entirely to the reality of climate change and its consequent effects on water, soils, biodiversity, ecosystems, temperature, oceans, agriculture and Canada's natural resource base.

The last six years of Conservative rule have seen the systematic weakening of our collective efforts over 40 years, spanning multiple governments of different political persuasions, to help foster a competitive economy and create jobs while enhancing ecological integrity. International treaties have been rescinded, research foundations and institutions have been shut down, scientists are censored and muzzled and programmatic and fiscal incentives for citizens and businesses have been eliminated.

Globally, the race is on to retool to become the most energy efficient economy. This is a race that Canadians expect Canada to win.

Recommendations

1. The Government of Canada should immediately develop and implement a National Energy and Climate Change Strategy.

Energy and climate change are inextricably linked. Canadians should know that 86% of Canada's greenhouse gases are emitted through the exploitation, transformation and consumption of fossil fuels. The Conservative promise to reduce greenhouse gas emissions to 17% below 2005 levels by 2020 will never be fulfilled. Canada needs a National Energy and Climate Change Plan that would implement economy-wide regulations on greenhouse gas emissions and invest in renewable energy, clean technology and energy efficiency; exercise sovereign leadership as opposed to hiding behind American inaction; establish a non-partisan expert group approved by Parliament to set a science-based emissions trajectory so that Canada does its part to keep global temperature increases to below 2°C; reverse the decision to cut the ecoENERGY program that allowed Canadians to receive a rebate for greening their homes using energy efficient products and services; restore the Commercial Buildings Retrofit Program that supported commercial enterprises, particularly small and medium sized businesses in their transition to greater energy efficiency; follow through on Canada's commitment at the G20 Summit in Pittsburgh in 2009 to phase out inefficient fossil fuel subsidies and report on implementation; and to honour Prime Minister Harper's pledge, made in his May 2008 "Energy Superpower" speech in London, UK, wherein he stated he would "establish a price on carbon of \$65 a tonne... over the next decade."

Building on the early and tentative work launched by provincial and federal Ministers at Kananaskis, and in full respect of provincial jurisdiction, the strategy must encompass the following key elements: regulatory reform, energy efficiency, energy information and awareness, markets, international trade, smart grid technology, electricity reliability, building codes, building standards, and transportation efficiency. Furthermore, it should conduct a full and transparent analysis of federal and provincial programs and fiscal incentives and disincentives applicable specifically to the energy sector in all of its forms, including fossil fuels, wind, solar, geothermal, biofuels, and nuclear, with a view to facilitating Canada's transition to a low carbon future.

2. The Government of Canada should immediately create a House of Commons Special Committee to undertake a comprehensive study on regulatory reform in the energy sector.

First and foremost, the study would be public and televised for Canadians. It would seek to improve Canada's energy and environment regulatory regimes and their integration by addressing the following elements: a complete examination of the interface between existing energy and environmental law and regulations; the mandate, operations and funding levels of the National Energy Board; the mandate, operations and funding levels of the Canadian Environmental Assessment Agency; where applicable, overlap and duplication between federal and provincial energy and environmental regulatory regimes; an examination of the fairness, independence and use of evidence in regulatory processes; public access and participation and participant funding in review processes; aboriginal consultation best practices; comparative international approaches; the imposition of arbitrary timelines; and the implications of NAFTA's proportionality clause with respect to energy security.

2. Le gouvernement du Canada devrait immédiatement créer un comité spécial de la Chambre des communes qui serait chargé d'effectuer une étude exhaustive de la réforme de la réglementation du secteur de l'énergie.

D'abord et avant tout, l'étude serait publique et télévisée. Elle aurait pour objectif d'améliorer les régimes réglementaires des secteurs de l'énergie et de l'environnement et de les harmoniser. À cette fin, le comité analyserait à fond l'interface entre les lois et règlements en matière d'énergie et en matière d'environnement; il étudierait le mandat, le fonctionnement et le financement de l'Office national de l'énergie et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale; au besoin, il examinerait les doubles emplois de la réglementation fédérale et des réglementations provinciales en matière d'énergie et en matière d'environnement; il vérifierait le caractère équitable et l'indépendance du processus de prise de règlements et analyserait la place de l'information scientifique dans ce processus; il s'intéresserait à la participation du public aux processus d'examen et au financement des participants; il étudierait les pratiques exemplaires en matière de consultation des Autochtones; il ferait une étude comparative des approches des autres pays; il se pencherait sur l'imposition de calendriers arbitraires; enfin, il examinerait les conséquences, sur la sécurité énergétique, de la disposition de l'ALENA sur la proportionnalité.

1. Le gouvernement du Canada devrait se donner sans tarder une stratégie nationale sur l'énergie et le changement climatique.

L'énergie et le changement climatique sont inextricablement liés. Les Canadiens doivent savoir que 86 % des émissions de gaz à effet de serre du Canada sont imputables à l'exploitation, à la transformation et à la consommation de combustibles fossiles. La promesse faite par les conservateurs de ramener les émissions de gaz à effet de serre à 17 % en dessous des niveaux de 2005 d'ici 2020 ne sera jamais tenue. Le Canada a besoin d'une stratégie nationale en matière d'énergie et de changement climatique dans le cadre de laquelle on mettrait en œuvre des règlements sur les émissions de gaz à effet de serre applicables à toutes les activités économiques; on effectuerait des investissements dans les énergies renouvelables, les technologies propres et l'efficacité énergétique; le Canada affirmerait sa souveraineté et ferait preuve d'initiative au lieu de se cacher derrière l'inertie des Américains; on créerait un groupe d'experts non partisan approuvé par le Parlement et chargé d'établir des objectifs en matière d'émissions reposant sur des données scientifiques de manière que le Canada fasse sa part pour maintenir les augmentations de température à l'échelle mondiale en deçà de 2 °C; on reviendrait sur la décision de supprimer le programme écoÉnergie qui permettait aux Canadiens de bénéficier d'une remise s'ils renouaient leur maison en utilisant des produits et services d'une grande efficacité énergétique; on rétablirait le Programme d'amélioration énergétique des immeubles commerciaux qui aidait les entreprises, en particulier les PME, à accroître leur efficacité énergétique; on donnerait suite à l'engagement pris par le Canada lors du Sommet du G-20 de Pittsburgh en 2009 de supprimer progressivement les subventions inefficaces visant les combustibles fossiles et d'en faire rapport; on honorerait la promesse faite par le premier ministre Harper dans le discours qu'il a prononcé à Londres en mai 2008 dans lequel il qualifiait le Canada de « superpuissance énergétique » et disait avoir l'intention de fixer le prix du carbone à 65 dollars la tonne dans les dix ans.

S'appuyant sur les travaux préliminaires lancés par les ministères fédéral et provinciaux à Kananaskis, et dans le respect des compétences des provinces, la stratégie doit comporter les éléments clés suivants : réforme de la réglementation; efficacité énergétique; information sur l'énergie et sensibilisation de la population à la question; marchés; commerce international; réseaux de distribution d'électricité intelligents; fiabilité de l'électricité; codes du bâtiment; normes de construction; efficacité des transports. Il importerait en outre que la stratégie prévoie la réalisation d'une analyse complète et transparente des programmes fédéraux et provinciaux et des facteurs financiers qui encouragent ou découragent certaines activités en ce qui concerne spécifiquement les divers volets du secteur de l'énergie (carburants fossiles, énergie éolienne, énergie solaire, énergie géothermique, biocarburants et énergie nucléaire) en vue de faciliter la transition du Canada vers un avenir à faible consommation de carbone.

Rapport dissident

sur

l'état actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au Canada

David McGuinty, député,

vice-président du Comité permanent des ressources naturelles
de la Chambre des communes

Je tiens d'abord à remercier toutes les personnes qui ont comparu devant le Comité, ainsi que les groupes et les particuliers qui lui ont soumis un mémoire.

La bonne volonté et la bonne foi dont ils ont fait preuve contrastent fortement avec l'attitude des conservateurs membres du Comité, lesquels, durant tout le processus, n'ont manifestement cherché qu'à mener la discussion à des conclusions déterminées d'avance, bien alignées sur les priorités idéologiques énoncées du gouvernement.

Il ne fait aucun doute que l'information fournie au Comité a été utile dans le contexte des vives préoccupations que suscitent dans l'immédiat la construction de pipelines et la capacité de raffinage. Cependant, nombreux sont ceux qui ont signalé qu'il est impossible de traiter de ces questions isolément, puisqu'elles ont forcément de vastes répercussions.

En effet, la question de l'énergie touche toutes les facettes de la vie au Canada : la création d'emplois et le logement; les redevances et les revenus; la compétitivité et l'efficacité de l'économie; les transports et l'infrastructure; l'information et la sensibilisation de la population; les marchés et le commerce international; et enfin, le changement climatique et ses effets sur l'eau, sur les sols, sur la biodiversité, sur les écosystèmes, sur la température, sur les océans, sur l'agriculture et sur les ressources naturelles du Canada.

Les six dernières années de gouvernement conservateur ont eu pour effet de saper systématiquement les efforts déployés précédemment sur une période de 40 ans, durant laquelle des gouvernements de divers camps se sont succédé, en vue d'améliorer la compétitivité de notre économie et de créer des emplois tout en protégeant mieux l'environnement. On a résilié des traités, on a fermé des établissements de recherche, on a censuré et muselé des scientifiques, et on a éliminé des encouragements programmatiques et financiers qui visaient les particuliers et les entreprises.

Tous les pays du monde sont lancés dans une course à l'efficacité énergétique, une course que les Canadiens s'attendent à voir leur pays gagner.

Recommandation : que tout changement au processus réglementaire ne devrait pas avoir de répercussion négative sur la participation des Canadiens dans le processus d'évaluation, soit en réduisant le financement des programmes de participation publique, soit en réduisant le temps disponible pour les commentaires du public. Tout changement réglementaire ne devrait pas non plus modifier l'obligation de consulter les groupes autochtones. De plus, tout changement devra être proposé dans un projet de loi indépendant afin que les parlementaires puissent adéquatement l'étudier.

Conclusion

Les témoignages reçus par le comité permanent des ressources naturelles soulignent la nécessité d'élaborer une stratégie énergétique pancanadienne et confirment nos préoccupations concernant la perte d'usines de raffinage à forte valeur ajoutée au Canada. Ces témoignages soulignent également la nécessité de se pencher sur la question de la sécurité énergétique tout en tenant également compte de la nécessité de protéger adéquatement l'environnement. Sous les conservateurs, le déclin de l'industrie canadienne du raffinage et la construction de nouveaux pipelines pour augmenter la capacité d'exportation du bitume brut suggèrent que, dans le futur, les Canadiens recevront une moins grande valeur pour leurs ressources énergétiques, tout en voyant leurs réserves de cette ressource non renouvelable décliner à un rythme très rapide. Un tel futur pose un risque, non seulement pour notre environnement et nos communautés, mais également pour les emplois canadiens de qualité et la compétitivité économique à long terme de notre secteur de l'énergie, dans un monde qui procède déjà à une transition vers des sources énergétiques plus propres.

Le NPD a une vision très différente pour les ressources et pour le futur énergétique du Canada; une vision où l'on maximise les bénéfices tirés du développement de nos ressources naturelles tout en minimisant les répercussions négatives pour notre société et notre environnement. Bien que nous reconnaissons que cette approche en matière de gestion des ressources nécessitera une plus grande collaboration avec les provinces et les territoires et un plus grand engagement par rapport à un nombre de politiques beaucoup plus diverses que celles actuellement proposées par les conservateurs, les études comme celles-ci tracent une ébauche du chemin à suivre.

région en misant sur la conservation de l'énergie, en développant des sources alternatives d'énergie renouvelable, et en explorant les moyens possibles pour augmenter l'accès des provinces de l'Est aux ressources énergétiques de l'Ouest.

Malgré toutes les preuves disponibles, le gouvernement conservateur a éliminé son appui fédéral à l'énergie renouvelable en mettant fin au programme écoENERGIE pour l'électricité renouvelable. Il a également mis fin au populaire programme écoENERGIE Rénovation - Maisons qui aidait les Canadiens à réduire leur consommation énergétique et à améliorer l'efficacité énergétique de leur maison. L'élimination de ce programme ainsi que d'autres mesures similaires a eu des répercussions négatives sur la sécurité énergétique canadienne.

Les membres néo-démocrates du comité croient que la meilleure façon d'assurer la sécurité énergétique de tous les Canadiens à long terme est de réduire notre dépendance envers les combustibles fossiles et de favoriser le développement des technologies nous permettant d'utiliser des sources alternatives d'énergie qui soient sécuritaires, durables et viables sur le plan environnemental, et qui remplissent les besoins énergétiques de toutes les régions.

Développement responsable et durable des ressources

La viabilité sociale, économique et environnementale doit être au centre de notre approche de développement des ressources naturelles. Le NPD rejette le faux dilemme qui est présenté entre la protection de notre environnement et le fait d'assurer des emplois à long terme aux Canadiens. Il est possible et impératif que la viabilité environnementale devienne centrale à notre façon de faire des affaires, afin que les générations futures puissent prospérer. Plus spécifiquement, les évaluations environnementales qui prennent en considération les effets cumulatifs des projets, l'application des lois environnementales, la consultation avec les Premières Nations et la surveillance scientifique sont tous des éléments essentiels d'un développement responsable de nos ressources.

Malheureusement, le gouvernement conservateur refuse d'adopter ces principes. En 2010, les conservateurs ont utilisé le budget pour transférer l'autorité de la plupart des évaluations environnementales des grands projets de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale vers l'Office national de l'énergie et la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Les membres néo-démocrates du comité craignent que le gouvernement conservateur répète un tel geste en 2012 pour accélérer les évaluations environnementales des grands projets d'exploitation des ressources naturelles. Même si nous sommes d'accord pour dire que les lois canadiennes concernant les évaluations environnementales pourraient être revues afin de mieux servir les intérêts du public, de l'industrie, des Premières Nations et de l'environnement, les membres néo-démocrates du comité soutiennent que la diminution des protections environnementales développées au cours des deux dernières décennies dans le but d'accélérer l'approbation des projets ne servira pas l'intérêt des Canadiens. Cela est particulièrement vrai si la modification des lois se fait de manière à museler le débat public sur les changements en question et sans un examen préalable approprié par le comité parlementaire.

À ce sujet, les personnes que nous avons entendues en comité ont indiqué que la dépendance de l'est du Canada au pétrole et au gaz importés pour satisfaire plusieurs besoins énergétiques (incluant une plus grande dépendance sur les combustibles fossiles pour le chauffage domiciliaire) expose la région à la grande volatilité des prix et à l'incertitude de l'approvisionnement. Le témoignage du professeur Larry Hughes de l'Université Dalhousie souligne qu'il est essentiel d'améliorer la sécurité énergétique de cette

Une approche énergétique exhaustive doit également tenir compte de la sécurité à long terme de nos réserves énergétiques, tant au plan pancanadien que régional. Les témoignages entendus au comité soulignent le fait que bien que le Canada soit un exportateur net de pétrole, la production et la consommation d'énergie varient significativement selon les régions.

Promouvoir la sécurité énergétique durable dans toutes les régions

Recommendation : afin de maximiser la viabilité à long terme de l'industrie de la valorisation et du raffinage au Canada, le gouvernement du Canada devrait surveiller continuellement l'apport intérieur en matière de raffinage, et travailler avec les provinces et les territoires afin de protéger les emplois canadiens de qualité du secteur de la valorisation et du raffinage.

Nous reconnaissons que le pétrole et le gaz vont continuer à jouer un rôle important dans notre apport énergétique à moyen terme, mais estimons toutefois qu'une stratégie énergétique responsable devrait décourager l'exportation massive de nos ressources non transformées et devrait plutôt encourager la valorisation, le raffinage et la fabrication pétrochimique responsables qui ajoutent une valeur à nos produits. Ces opérations devraient se faire ici au Canada afin de maximiser les retombées économiques et la création d'emplois canadiens.

La construction proposée de pipelines à haut volume pour l'exportation, comme les projets *Keystone XL* et *Enbridge Northern Gateway*, aurait pour résultat d'augmenter considérablement l'exportation de bitume brut. Le NPD s'inquiète du fait que l'appui inconditionnel du gouvernement conservateur pour ces projets de pipelines ne tient pas compte de leurs répercussions négatives très importantes sur l'emploi canadien à long terme et sur la valeur perdue par rapport à notre richesse en ressources naturelles.

Le déclin de l'industrie canadienne du raffinage représente également une importante baisse à l'égard de la disponibilité d'emplois stables et bien rémunérés. La taille de la main-d'œuvre dans le secteur du raffinage a atteint son apogée en 1989, avec 27 400 employés, pour diminuer de près de 10 000 employés et atteindre à peine 17 500 employés en 2009. Les témoignages des membres du Syndicat pétrolier bitumineux avant son exportation. Cela représente une importante occasion manquée en ce qui concerne des emplois stables à forte valeur ajoutée.

sont perdus ». Actuellement, sept usines de valorisation situées en Alberta traitent seulement 53 % du pétrole brut exportés en dehors du pays pour la valorisation et le raffinage, 18 000 emplois canadiens canadiens des communications, de l'énergie et du papier indiquent que « pour chaque 400 000 barils de pétrole brut exportés en dehors du pays pour la valorisation et le raffinage, 18 000 emplois canadiens

avenir moins pollué par le carbone, et ce, en consultation et en collaboration avec les gouvernements provinciaux, territoriaux et autochtones, les syndicats, les fournisseurs d'énergie, les organisations environnementales et les autres parties prenantes.

Une stratégie énergétique canadienne fructueuse doit respecter les principes fondamentaux de la durabilité économique, sociale et environnementale, y compris la mise en œuvre de la réglementation environnementale existante visant à internaliser les coûts environnementaux. Elle doit réduire la dépendance du Canada envers les sources non renouvelables en maximisant la conservation d'énergie et en renforçant le développement de sources d'énergie renouvelables. Elle doit également garantir l'exportation responsable des ressources et maximiser les retombées économiques du développement des ressources.

Contrairement à cette approche, le gouvernement a plutôt choisi de se concentrer presque exclusivement sur l'exportation de ressources énergétiques non renouvelables, ne prenant pratiquement pas en considération l'approvisionnement intérieur en termes de ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables. Les conservateurs ne prêtent pas attention aux répercussions sociales et environnementales de la politique gouvernementale puisque leur approche est motivée par les intérêts commerciaux des principales entreprises du secteur énergétique.

Recommandation : Que le gouvernement devrait, dès maintenant, amorcer le travail avec les provinces, les territoires, les municipalités, les groupes autochtones, l'industrie, les ONG et la communauté académique afin de développer une stratégie énergétique pancanadienne exhaustive qui fait passer les intérêts des Canadiens avant toute chose.

Le déclin de l'industrie nationale du raffinage et la perte d'emplois à valeur ajoutée s'y rattachant

L'émergence de l'industrie des sables bitumineux dans l'ouest du Canada a transformé le pays. Les réserves de pétrole brut sont estimées à environ 170 milliards de barils, et même à 300 milliards de barils si l'on tient compte de l'extraction additionnelle permise par les avancées technologiques. En 2010, le Canada a produit 1,5 million de barils de bitume par jour. Ces réserves présentent non seulement un important potentiel d'exportation brute, mais également la possibilité de créer de la valeur ajoutée dans le secteur de la valorisation et du raffinage.

Malheureusement, jusqu'à présent, le Canada n'a pas tiré avantage de la possibilité d'ajouter de la valeur à cette production brute. Même si les raffineries canadiennes sont relativement propres et efficaces, seulement 15 raffineries complètes demeurent opérationnelles, et seulement une poignée d'entre elles ont l'équipement nécessaire pour raffiner le pétrole brut extrait des sables bitumineux. Bien que le Canada demeure un exportateur net de produits raffinés, ce statut est menacé. Le Canada a perdu environ une raffinerie par année depuis le sommet de sa production dans les années 1980. Alors qu'au début des années 1980 les raffineries canadiennes produisaient environ 2,2 millions de barils de produits raffinés par jour, aujourd'hui la production a chuté de 400 000 barils par jour. D'autres provinces perdront toute capacité à raffiner les produits du pétrole si le Canada continue de perdre ses raffineries à la vitesse actuelle.

Les néo-démocrates croient que le gouvernement fédéral a un rôle à jouer dans le développement d'une stratégie exhaustive pour la sécurité énergétique à long terme de notre pays dans le cadre d'un

ressources imposent un lourd fardeau à l'économie canadienne. dernière récession. Les politiques déséquilibrées du gouvernement relatives au développement des manufacturier sont imputables à l'inflation du dollar canadien, soit plus que la sous-traitance et la du dollar canadien. Des données portent à croire que 50 % des pertes d'emplois dans le secteur indirectes destinées à l'industrie du gaz et du pétrole ont causé l'augmentation artificielle de la valeur Sous les politiques du gouvernement conservateur, des milliards de dollars en subventions directes et environnementales.

souhaitable d'atteindre entre les retombées potentielles et les répercussions économiques, sociales et renouvelables. L'élaboration des politiques dans ces domaines doit s'attarder à l'équilibre qu'il est ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables et l'exportation de ressources non l'élaboration de politiques dans divers domaines, notamment l'approvisionnement intérieur de nécessité de développer une stratégie énergétique pancanadienne. Une telle stratégie sous-tend compter la complexité des facteurs à considérer, sont autant d'éléments qui mettent l'accent sur la La place qu'occupe l'énergie dans la vie des Canadiens, son importance pour notre économie, sans provenant des gouvernements provinciaux et territoriaux, de l'industrie et des citoyens. gouvernement conservateur refuse de développer une telle stratégie malgré la demande constante plus de garantir le bien-être environnemental et social des générations actuelles et futures. Le maximales pour les Canadiens, d'aborder un grand nombre de défis énergétiques de longue date, en développer nos importantes ressources naturelles afin d'assurer des retombées économiques Le Canada doit se doter d'une stratégie énergétique. Cette stratégie doit établir un plan pour

Une stratégie énergétique pour le Canada

assumés par les Canadiens. retombées pour le Canada en plus de coûts environnementaux et sociaux importants qui devront être encourager l'exploitation et l'exportation des ressources naturelles brutes en retour de minimales environnementaux associés que devront assumer les générations futures. L'approche des conservateurs Cette approche de développement à tout prix crée un conflit entre les Canadiens et dissimule les coûts ressources naturelles dès le moment où les exportations en question sont amorcées. comme la règle de proportionnalité de l'ALENA qui exige que le Canada exporte une quantité fixe de naturelles canadiennes. Elle fait également fi d'obligations internationales potentiellement périlleuses, approche expose le Canada aux risques que comporte la propriété étrangère incontrôlée des ressources ici même au Canada et les acquisitions étrangères à la sécurité des ressources au pays. Une telle des conservateurs privilégie l'exportation des ressources brutes à la création d'emplois à valeur ajoutée Cette approche des conservateurs exclut pratiquement toutes autres valeurs. Par exemple, l'approche développement durable des ressources naturelles de notre pays.

pétrole. Or, nous croyons que les Canadiens s'attendent davantage à une sécurité énergétique et au

Opposition officielle – Nouveau Parti démocratique du Canada

Rapport dissident concernant l'étude sur l'état actuel et futur des oléoducs et la capacité de raffinage au Canada

Les membres néo-démocrates du comité sont encouragés par le fait que cette étude, suscitée par notre préoccupation relative au déclin de l'industrie canadienne du raffinage, ait attiré l'attention sur le besoin d'identifier et de comprendre plus clairement la variété des défis énergétiques auxquels sont confrontés les Canadiens. Nous sommes toutefois déçus par les recommandations que le rapport de la majorité propose, qui ne sont qu'une répétition de l'approche déséquilibrée du gouvernement en matière de gestion des ressources naturelles au Canada. Cette approche déstabilise l'équilibre économique que nous avons bâti depuis la Deuxième Guerre mondiale.

Bien que le rapport identifie un nombre important d'enjeux relatifs aux raffineries et aux oléoducs au Canada, quatre enjeux principaux n'ont pas été adéquatement abordés : (1) la nécessité d'avoir une stratégie énergétique adaptée aux besoins du Canada qui priorise les intérêts des Canadiens; (2) la protection des emplois de qualité et à valeur ajoutée dans le secteur du raffinage; (3) la nécessité d'assurer une sécurité énergétique viable partout au pays; et (4) l'importance du développement responsable et durable des ressources et un processus rigoureux d'évaluation environnementale.

Contexte de l'étude

En novembre 2011, les membres néo-démocrates du comité ont proposé au Comité permanent des ressources naturelles de se pencher sur *l'état actuel et futur des oléoducs, des gazoducs et de la capacité de raffinage au Canada*. Nous espérons qu'un tel rapport contribuerait à notre compréhension du développement rapide de notre secteur du pétrole et du gaz, en plus d'offrir une perspective générale de l'approvisionnement énergétique au Canada. Les quatre jours de témoignages d'experts ont soutenu notre opinion selon laquelle nous avons plus que jamais besoin d'une stratégie énergétique exhaustive et nous ont offert un excellent aperçu des solutions possibles en matière de politiques. Malheureusement, ces témoignages sont largement ignorés dans le rapport de la majorité, qui en plus fait fi de la nécessité de développer une stratégie énergétique exhaustive. Les recommandations de la majorité traduisent une vision alarmante, celle du développement accéléré des ressources énergétiques, et ce, sans tenir compte des répercussions économiques, de l'application des contrôles environnementaux ou de l'internalisation des coûts environnementaux.

Ce rapport dissident se penche sur les recommandations de la majorité et présente une vision alternative du développement des ressources naturelles qui priorise les intérêts de la population canadienne.

Les recommandations finales proposées dans le rapport principal sont conçues dans l'optique de justifier l'approche actuelle du gouvernement conservateur dans le secteur du développement des ressources énergétiques. Les recommandations de la majorité illustrent une approche unidimensionnelle du développement des ressources naturelles qui priorise les profits de l'industrie du

PROCÈS-VERBAUX

Un exemplaire des procès-verbaux pertinents (séances n^{os} 22, 23, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 33 et 34) est déposé.

Respectueusement soumis,

Le président,

Leon Benoit, député

ANNEXE B

Liste des mémoires

Organisations et individus

Association canadienne de pipelines d'énergie

Association canadienne des producteurs pétroliers

Gabbar, Hossam A.

Hughes, Larry

Institut canadien des produits pétroliers

Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier

ANNEXE A
LISTE DES TÉMOINS

Organisations et individus			Date	Réunion
À titre personnel			2012/02/07	24
Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique				
School of Public Policy, Université de Calgary				
Michal Moore, professeur,				
School of Public Policy et membre permanent du corps				
professoral de l'ISSE,				
Université de Calgary				
Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP			2012/02/09	25
Office national de l'énergie				
Robert Reid, président				
Gaëtan Caron, président-directeur général				
Iain Colquhoun, ingénieur en chef				
Patrick Smyth, chef d'unité de travail				
Opérations				
À titre personnel				
Vivian Krause				

ANNEXE A
LISTE DES TÉMOINS

Organisations et individus			Date	Réunion
Institut canadien des produits pétroliers	Peter Boag, président		2012/01/31	22
	Carol Montreuil, vice-président			
Ministère des Ressources naturelles	Mark Corey, sous-ministre adjoint			
	Secteur énergétique			
Division des sables bitumineux et de la sécurité énergétique	Douglas Heath, directeur			
	Secteur énergétique			
Secteur énergétique	Michael Rau, conseiller exécutif au sous-ministre adjoint			
	Secteur énergétique			
A titre personnel	Hossam A. Gabbar, professeur		2012/02/02	23
	University of Ontario Institute of Technology			
Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier	Joseph Gargiso, vice-président administratif		2012/02/07	24
	Québec			
Suncor Energy inc.	John Quinn, directeur général			
	Intégration et planification, raffinage et marketing			
The Kent Group	Michael J. Ervin, vice-président, directeur des services de consultation			
	MJ Ervin and Associates			
Département des métiers de la construction, FAT-COI, Bureau canadien	Christopher Smillie, conseiller principal			
	Relations gouvernementales			
Association canadienne de pipelines d'énergie	Brenda Kenny, présidente et chef de la direction			
	A titre personnel			
Larry Hughes, professeur	Génie électrique et informatique, Université Dalhousie			

les compétences de ceux qui peuvent immigrer au Canada et les besoins du marché de l'emploi de notre pays, et qu'il envisage de permettre aux employeurs de jouer un plus grand rôle dans le cadre du système d'immigration.

Recommandation 4

Le Comité recommande que le gouvernement du Canada s'engage à élargir et à diversifier les marchés pour les produits énergétiques canadiens.

Recommandation 5

Étant donné les répercussions du Programme énergétique national, le Comité recommande que le gouvernement du Canada continue d'appliquer au secteur du raffinage son approche axée sur le marché, tout en reconnaissant que ce secteur fonctionne comme un marché nord-américain.

Recommandation 6

Afin de maximiser la compétitivité des industries énergétiques du Canada, le Comité recommande que le gouvernement du Canada travaille avec les provinces et les territoires pour assurer que le climat d'investissement soit le meilleur possible, par l'intermédiaire de mesures telles des réductions d'impôt et une réforme réglementaire.

Recommandation 7

Le Comité recommande, en ce qui a trait à une stratégie énergétique, que le gouvernement du Canada coordonne ses efforts à ceux des provinces et des territoires, en tenant compte de leurs champs de compétences.

Recommandation 8

Étant donné l'importante quantité d'argent transférée aux provinces pour l'éducation postsecondaire et la formation, et les lacunes au niveau des compétences et des ressources humaines dans le secteur de l'énergie, le Comité recommande que le gouvernement du Canada prenne en considération la pénurie de main-d'œuvre qualifiée avec laquelle l'industrie énergétique doit composer, et la nécessité pour la main-d'œuvre de se déplacer efficacement d'un bout à l'autre du pays et à travers le marché nord-américain.

Recommandation 9

En raison de l'importante pénurie de main-d'œuvre prévue dans de nombreuses régions du Canada, et plus particulièrement dans le secteur de l'énergie, le Comité recommande que le gouvernement du Canada révise ses programmes d'immigration et change le système de points d'appréciation pour réaliser une meilleure correspondance entre

« qu'aucune stratégie ne peut être mise en place sans que l'on envisage également une stratégie pour la main-d'œuvre¹¹⁵ ».

- John Quinn a déclaré au Comité que Suncor Energy « soutient fermement la stratégie énergétique nationale » et croit qu'une telle stratégie ne doit pas se limiter à la production d'énergie. « Nous devons examiner nos moyens de transport, l'aménagement des villes et la façon de construire les maisons¹¹⁶ ».

- Le professeur Larry Hughes a rappelé que le Canada est actuellement aussi bien un exportateur qu'un importateur d'énergie. « Nous devons répondre au besoin de sécurité énergétique tant du point de vue de l'exportateur que de celui de l'importateur¹¹⁷ ».

- Enfin, le professeur Michal Moore a souligné que le Canada fait partie du continent nord-américain et que « lorsque nous parlons d'une stratégie énergétique nationale, nous parlons en réalité d'une stratégie énergétique nord-américaine¹¹⁸ ».

Les ministres de l'Énergie fédéral, provinciaux et territoriaux collaborent à un certain nombre de dossiers. Ainsi, en juillet 2011, les ministres de l'Énergie de tout le Canada ont convenu d'étudier ensemble un certain nombre de priorités du secteur énergétique telles que la réforme de la réglementation, l'efficacité énergétique, l'information et la sensibilisation concernant l'énergie, les marchés, le commerce international, la technologie de réseau électrique intelligent, et la fiabilité de l'offre d'électricité¹¹⁹.

Compte tenu des éléments d'information exposés dans le présent rapport, le Comité fait les recommandations suivantes :

115	Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Département des métiers de la construction, Bureau canadien de la Fédération américaine du travail et Congrès des organisations industrielles (FAT-COI), <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
116	John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy Inc., <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
117	Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
118	Michal Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISSE, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
119	Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.

111. Il a dit également qu'un marché du gaz naturel en expansion favoriserait vraisemblablement un marché de l'électricité nécessitant une infrastructure et du matériel particuliers¹¹².

ALLER DE L'AVANT

Plusieurs témoins ont suggéré que le gouvernement pourrait vouloir adopter une stratégie énergétique qui aborde les enjeux économiques, sociaux, infrastructurels, réglementaires, environnementaux, et autres, qui sont aujourd'hui ceux du secteur canadien de l'énergie. Par exemple :

- Peter Boag a déclaré qu'« il serait manifestement très utile d'avoir un certain degré de clarté et de vision commune sur ce qui est dans l'intérêt national du Canada dans le secteur énergétique. Ce serait une mesure très importante pour orienter non seulement les politiques, mais aussi les décisions en matière d'investissement. Grâce à une vision commune, nous saurons avec une certaine certitude quel rôle jouera l'énergie dans notre économie et comment nous pourrions en maximiser la valeur pour tous les Canadiens à l'échelle nationale¹¹³ ».

- Brenda Kenny a demandé à ce que soit élaboré un « cadre politique plus réfléchi et plus stratégique qui reconnaît l'interdépendance entre la sécurité énergétique, la prospérité et les emplois, la conservation de l'environnement et le bien-être social [et au cœur duquel on retrouve] un système réglementaire efficace axé sur des délais prévisibles, des décisions équilibrées fondées sur des faits et sur les occasions commerciales ». De plus, Brenda Kenny a suggéré que des corridors d'infrastructure ayant fait l'objet d'une évaluation préalable pourraient permettre des « décisions plus rapides¹¹⁴ ».

- Christopher Smillie a déclaré que la FAT-COI appuie « tout changement apporté au système qui vise à faciliter la réalisation de mégaprojets, mais pas aux dépens de la sécurité ou de l'examen environnemental. [...] Nous voulons quelque chose de juste, de simple et de rigoureux ». Il a ajouté

111	Michael Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISSE, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
112	<i>Ibid.</i>
113	Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
114	Brenda Kenny, présidente et chef de la direction, Association canadienne de pipelines d'énergie, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.

transport. Il a dit au Comité que les projets de développement du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick pourraient avoir une grande incidence sur le développement des marchés de l'énergie dans la région de l'Atlantique¹⁰⁷.

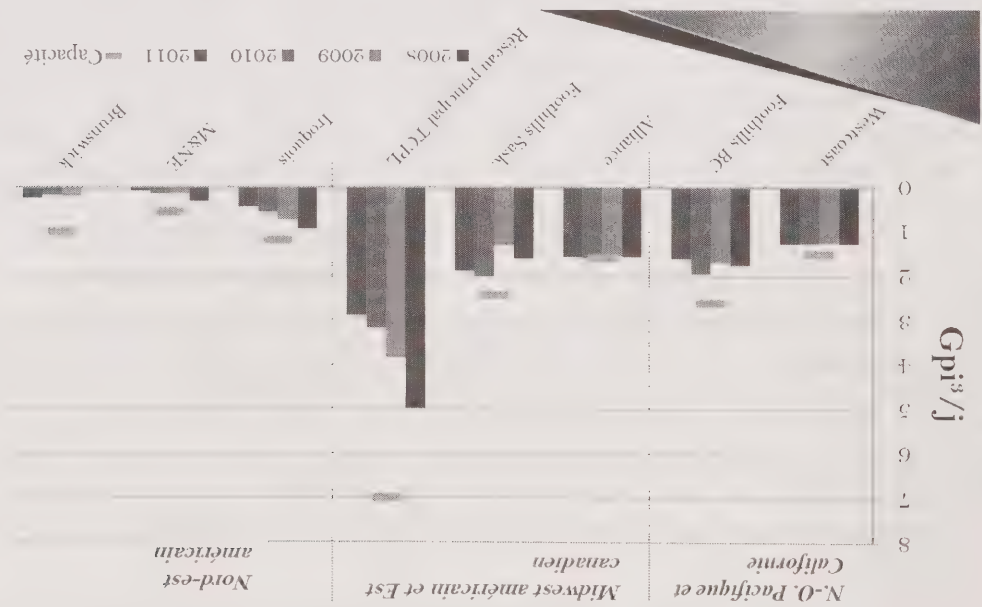
Le Comité a entendu des témoignages au sujet des perspectives du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie — un exemple de projet qui pourrait mieux préparer le Canada à la croissance prévue des marchés du gaz naturel en Amérique du Nord¹⁰⁸. Le projet consiste à acheminer le gaz naturel du delta du Mackenzie (Territoires du Nord-Ouest) vers les marchés du gaz naturel du sud avec une capacité initiale de 1,2 milliard de pieds cubes par jour, laquelle pourrait passer à 1,8 milliard de pieds cubes s'il y avait des stations de compression le long du gazoduc. Selon Robert Reid, président de Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP, le projet de la vallée du Mackenzie générerait « plus de 100 milliards de dollars en PIB et plus de 10 milliards en recettes fiscales pour les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux ». Par ailleurs, il devrait y avoir création, durant la phase de construction, de plus de 7 000 emplois dans les Territoires du Nord-Ouest (ou environ 30 000 années-personnes) et de plus de 140 000 emplois à l'échelle du Canada (ou environ 200 000 années-personnes). En outre, des marchés réservés d'une valeur d'un milliard de dollars ont été garantis le long du corridor aux entrepreneurs autochtones dans le cadre des ententes sur l'accès et les avantages. Selon un protocole d'entente conclu en juin 2011 par des groupes autochtones avec L'Impériale, ConocoPhillips, Shell et Exxon Mobil, ces groupes ont obtenu « le tiers des titres de participation dans le gazoduc de la vallée du Mackenzie », ce qui représente « un modèle de participation harmonieuse des Autochtones à de grands projets ». M. Reid a aussi dit au Comité que le projet de gazoduc du Mackenzie entraînerait une réduction de 600 mégatonnes des émissions de gaz à effet de serre au Canada, si le gaz devait remplacer le charbon et le pétrole dans le secteur de la production d'énergie, qui devrait connaître une croissance de 40 % d'ici 2020¹⁰⁹.

Selon M. Reid, le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie n'est pas faisable aux prix actuels du gaz. Par contre, l'augmentation de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord devrait améliorer la viabilité économique du projet d'ici 2020. La Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP négocie actuellement un accord fiscal avec le gouvernement du Canada pour réduire le coût en capital du projet¹¹⁰.

Le professeur Michael Moore a dit au Comité qu'une meilleure compréhension de la portée et de la structure des marchés émergents du gaz naturel en Amérique du Nord et une meilleure connaissance de l'infrastructure nécessaire pour appuyer ces

107	Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
108	Robert Reid, président, Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP, <i>Témoignages</i> , 9 février 2012.
109	<i>Ibid.</i>
110	<i>Ibid.</i>

Figure 10 : Débits moyens des principaux gazoducs



Source : Office national de l'énergie, *État actuel et futur des oléoducs et gazoducs et capacité de raffinage au Canada*, document de suivi présenté au Comité le 16 février 2012.

Le Canada atlantique est confronté à des défis concernant la disponibilité et l'abordabilité du gaz naturel, selon le professeur Larry Hughes. Environ 90 % du gaz naturel de cette région, dont la plus grande partie provient de la Nouvelle-Écosse, est exporté en Nouvelle-Angleterre, de sorte que les secteurs industriel, résidentiel, commercial et institutionnel dépendent des produits du pétrole, de l'électricité et de la biomasse pour les procédés industriels et le chauffage local¹⁰⁴. Comme il a été indiqué précédemment, 83 % du pétrole du Canada atlantique provient de pays étrangers qui ont atteint leur pic ou qui sont situés dans des régions aux prises avec des conflits politiques, ce qui sans doute compromet la sécurité énergétique de la région¹⁰⁵. Qui plus est, selon M. Hughes, le pourcentage moyen du revenu consacré à l'énergie par les ménages frise le seuil de la pauvreté énergétique (8 à 10 % du revenu), car il est de 6 % pour l'Île-du-Prince-Édouard et de plus de 5 % pour le reste des provinces de l'Atlantique¹⁰⁶. Le professeur Jack Mintz est d'avis que le gaz naturel pourrait s'avérer une énergie de remplacement importante pour l'avenir du Canada atlantique, surtout dans le secteur des services publics, ainsi que pour le chauffage et certains moyens de

- 104 Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.
- 105 Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012; Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.
- 106 Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

102. Selon l'ONE, il y a eu un certain nombre de changements dans les débits des gazoducs au cours des dernières années (figure 10)¹⁰³ :

- « Le débit des gazoducs desservant le Nord-Est des États-Unis poursuit son déclin. Le gaz naturel canadien est supplanté par la production intérieure américaine, particulièrement par la production provenant de la zone de gaz de schistes de Marcellus et la livraison de gaz des Rocheuses transporté par le pipeline Rockies Express. »
- « Les livraisons de GNL à Canaport demeurent modérées et la production extracôtière en Nouvelle-Écosse diminue, ce qui explique les faibles débits du gazoduc Brunswick et de la canalisation de Maritimes & Northeast Pipeline. »
- « Le gaz naturel canadien est de plus en plus présent sur le marché du Midwest américain en raison des livraisons du pipeline Foothills Saskatchewan. Les marchés du Nord-Ouest demeurent stables pour le gaz canadien grâce aux exportations sur le réseau de Westcoast. »
- « Le débit du réseau Foothills BC a subi un déclin modéré en raison de la récente entrée en service de pipelines américains qui se disputent le marché californien. »

102

Ibid.

103

Office national de l'énergie, *État actuel et futur des oléoducs et gazoducs et capacité de raffinage au Canada*, document de suivi présenté au Comité le 16 février 2012.

perte d'environ 25 000 années-personnes d'emploi direct, indirect et induit, de 2,6 milliards du PIB et de 330 millions de dollars en recettes fiscales fédérales et provinciales.⁹⁸

Compte tenu des divers défis économiques et sociaux décrits ci-dessus, les perspectives de l'industrie canadienne du raffinage demeurent incertaines. Des représentants de l'industrie se sont montrés sceptiques quant à la faisabilité de nouvelles expansions des raffineries canadiennes. Par exemple, John Quinn a indiqué que Suncor continuera à exploiter ses raffineries « tant qu'elles seront concurrentielles et rentables », mais que le surplus actuel de la capacité de raffinage en Amérique du Nord, combiné à la demande en baisse de produits pétroliers, « n'est pas très propice à l'expansion de la capacité de raffinage nationale ».⁹⁹ Selon Peter Boag, « la taille du secteur du raffinage de produits pétroliers au Canada sera déterminée par le marché et par la somme de nombreuses décisions commerciales individuelles influencées par une myriade de facteurs qui incluent les stratégies commerciales, la disponibilité et le coût du brut, les questions de logistique et de relations de travail, la demande de produits et l'accès aux marchés, ainsi, bien sûr, que les politiques et le cadre réglementaire au Canada ». M. Boag a souligné l'importance de « laisser agir la concurrence », ajoutant que « [les] Canadiens profitent des prix de l'essence les plus bas au monde et [exercent leurs] activités dans un cadre concurrentiel. Nous pensons que le régime de concurrence fonctionne bien. » Par ailleurs, M. Boag a fait valoir la nécessité, si la conjoncture économique est propice, de continuer à investir dans l'infrastructure de raffinage existante (p. ex. pour améliorer l'efficacité ou le rendement environnemental) pour que le secteur canadien du raffinage demeure compétitif.¹⁰⁰

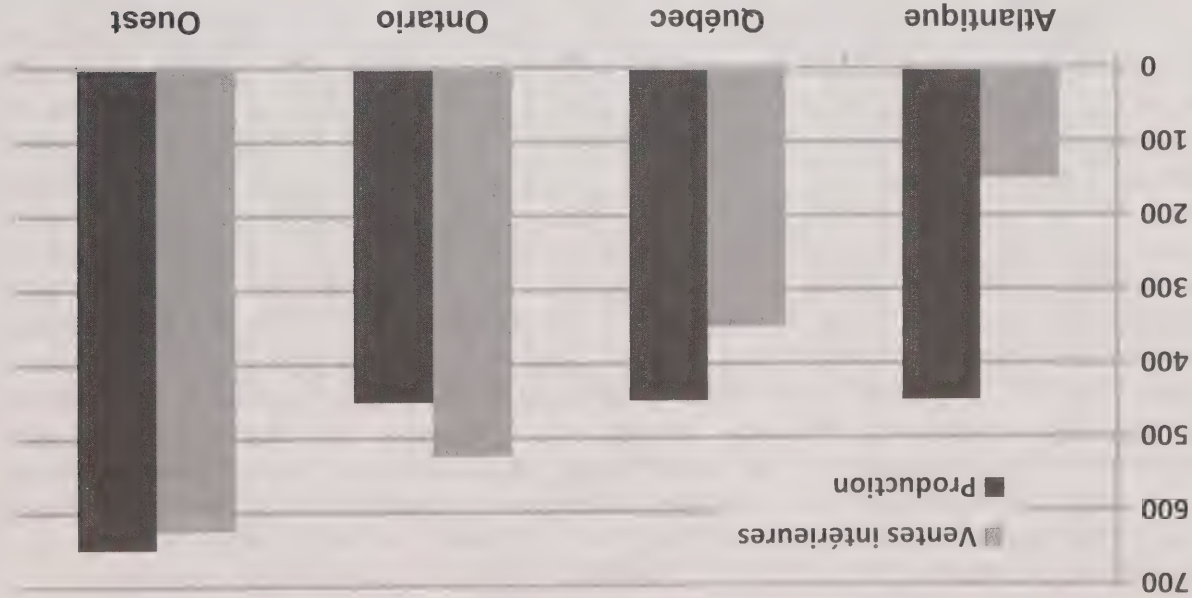
C. Gaz naturel

On s'attend à ce que la demande de carburant en Amérique du Nord s'éloigne des combustibles liquides pour privilégier les énergies de remplacement, y compris le gaz naturel.¹⁰¹ En outre, de généreuses ressources en gaz naturel non classique en Amérique du Nord pourraient vraisemblablement jouer un rôle critique sur les futurs

98	Keith Newman, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
99	John Quinn, directeur général, intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy Inc., <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
100	Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
101	Michael Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISSE, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.

américain et que la baisse du prix de gros au Canada attirerait rapidement les grossistes américains, ce qui ferait remonter le prix tôt ou tard chez nous⁹⁴ ».

Figure 9 : Production des raffineries et ventes intérieures (milliers b/j)



Source : Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité le 31 janvier 2012.

De récentes fermetures d'usine ont entraîné des pertes d'emplois, surtout en Ontario et au Québec. En 2005, la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada à Oakville s'est soldée par la perte de 350 emplois directs et de « milliers d'emplois additionnels [...] chez les entrepreneurs et les fournisseurs⁹⁵ ». De plus, Keith Newman a dit au Comité que la fermeture en 2010 de la raffinerie de Shell Canada à Montréal avait entraîné la perte d'au moins 2 000 emplois, selon les estimations de l'Institut de la statistique du Québec⁹⁶. À partir d'estimations du Conference Board du Canada⁹⁷, le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier a calculé que, sur une période de cinq ans, la fermeture des raffineries d'Oakville et de Montréal a entraîné la

94	Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
95	Keith Newman, directeur de la recherche, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
96	Keith Newman, directeur de la recherche, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
97	Selon Keith Newman (<i>Témoignages</i> , 2 février 2012), dans un rapport publié en 2011, le Conference Board du Canada estimait que la disparition de 10 % de la capacité de raffinage au Canada entraînerait « une perte de 38 300 années-personnes de travail, une baisse de 4 milliards de dollars du PIB cumulé et une perte de 508 millions de dollars en impôts provinciaux et fédéraux ».

■ Parmi les autres défis économiques que doit relever le secteur du raffinage, on citera les coûts associés à l'infrastructure de distribution du pétrole et l'écart existant entre le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien et celui d'autres sources d'approvisionnement qui est généralement vendu au cours du Brent.

La production et les ventes intérieures de produits pétroliers raffinés varient selon la région au Canada (figure 9), d'où des défis différents pour ce qui est des changements dans le secteur du raffinage. Selon Keith Newman, directeur de la recherche au Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, de récentes fermetures de raffineries ont amené l'Est du Canada à dépendre de fournisseurs étrangers de produits pétroliers, notamment l'essence, ce qui rend la région plus vulnérable aux perturbations inattendues dans les approvisionnements étrangers ou intérieurs. La fermeture par Petro-Canada de la raffinerie d'Oakville en 2005 a entraîné une baisse d'environ 20 % de la production de produits raffinés en Ontario (l'équivalent de cinq millions de mètres cubes par année), de sorte que la province doit « compter sur les surplus de production du Québec et de pays étrangers⁸⁹ ». En 2007, le sud de l'Ontario a connu une pénurie d'essence « pendant plusieurs semaines » à la suite d'un incendie survenu à la raffinerie d'Imperial Oil à Nanticoke près de Hamilton. Durant cette pénurie, 135 stations d'essence ont été fermées⁹⁰, et le prix de l'essence a grimpé de 10 à 15 cents le litre. « On savait très bien que l'offre limitée dans la province était la principale cause de la pénurie⁹¹ », a dit M. Newman. Or, depuis la fermeture en 2010 de la raffinerie de Shell Canada à Montréal, le Québec est « à peine autosuffisant », ce qui fait que le Québec et l'Ontario sont dépendants de fournisseurs étrangers⁹². Durant l'été 2011, la région du Grand Toronto, Sarnia et London se sont trouvées aux prises avec des pénuries parce que des travaux d'entretien de routine ont duré plus longtemps que prévu à la raffinerie de Shell à Sarnia⁹³.

Cependant, Michael Ervin a déclaré qu'affirmer que la construction de nouvelles raffineries au Canada ferait baisser le prix de l'essence en gros et à la pompe au profit des consommateurs canadiens relève de la spéculation. Il a souligné qu'« [il] faut [...] comprendre que les raffineries canadiennes sont indissociables du grand système nord-

89	Keith Newman, directeur de la recherche, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
90	Selon Keith Newman, Imperial Oil a dû fermer près de 100 stations d'essence (le quart de tous ses points de service), Petro-Canada en a fermé 30 et en a soumis 80 autres à un rationnement tandis que Shell Canada a dû en fermer 5.
91	Keith Newman, directeur de la recherche, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
92	<i>Ibid.</i>
93	Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.

- L'économie du raffinage favorise généralement les marchés locaux.⁸² D'après Ressources naturelles Canada (RNCan), le transport des produits raffinés sur de longues distances et par des pipelines servant au transport de différents produits peut accroître la teneur en soufre et faire en sorte qu'il faille procéder à un traitement correctif très coûteux à destination. De plus, les produits pétroliers doivent être adaptés aux conditions climatiques et aux exigences réglementaires de l'endroit où ils sont utilisés.⁸³ Peter Boag a dit au Comité que les produits raffinés transportés sur de longues distances doivent souvent être raffinés de nouveau pour convenir à l'utilisation qui en sera faite.⁸⁴

- Les raffineries canadiennes, qui sont petites en regard des normes internationales, font face à une concurrence accrue de la part des plus grosses raffineries (existantes et en construction) des économies émergentes qui ciblent de plus en plus le marché des produits raffinés de l'Amérique du Nord.⁸⁵ Selon Peter Boag, les économies d'échelle des plus grandes raffineries étrangères et l'accès au transport océanique atténuent les obstacles économiques au transport des produits finis sur de longues distances, ce qui ne semble pas être le cas au Canada. Par exemple, en Inde, une raffinerie a une capacité égale à 60 % de toute la capacité canadienne de raffinage.⁸⁶ Michael Ervin a indiqué au Comité que l'expansion de la capacité de raffinage dans les économies émergentes, combinée à un excédent de la capacité de raffinage en Amérique du Nord et en Europe, mènera vraisemblablement à une baisse de la rentabilité des raffineries canadiennes dans un avenir prévisible.⁸⁷ De plus petites raffineries, telles que celle de Chevron, à Burnaby, en Colombie-Britannique, risquent aussi de fermer leurs portes si elles sont aux prises avec des problèmes de charge d'alimentation. Selon Joseph Gargiso, « [en] mars prochain, [cette raffinerie] réduira sa production de 20 000 barils [...] [parce] que l'Office national de l'énergie a donné la permission à l'exploitant du gazoduc [...] de mettre le pétrole aux enchères. Alors elle s'est fait damer le pion par un plus offrant ».⁸⁸

82 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

83 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

84 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

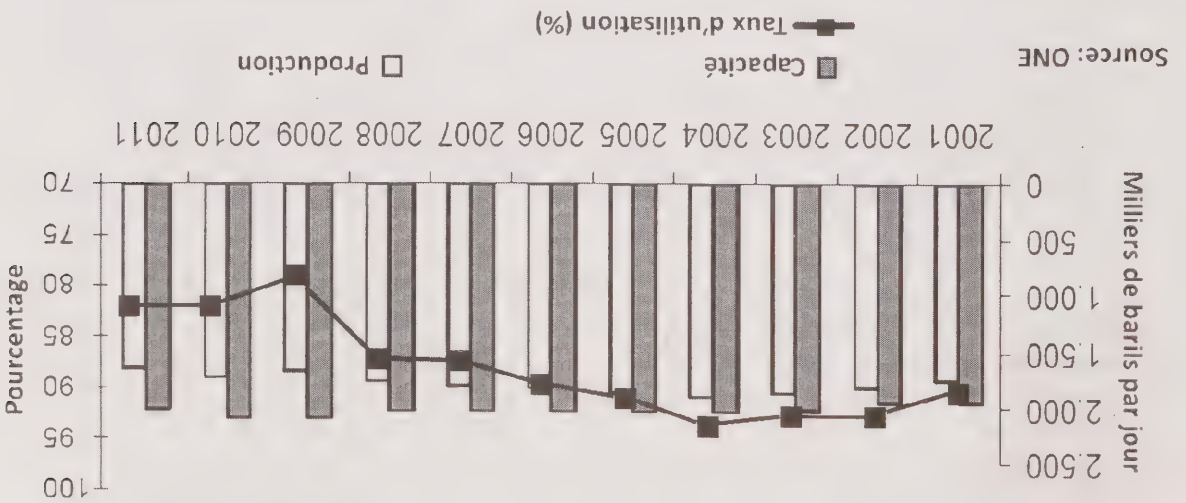
85 *Ibid.*

86 *Ibid.*

87 Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Témoignages*, 2 février 2012.

88 Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

Figure 8 : Capacité, production et taux d'utilisation des raffineries au Canada, 2001-2011



Source : Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité le 31 janvier 2012.

Le secteur du raffinage devra relever les défis économiques suivants, au dire de certains témoins entendus par le Comité :

- Le raffinage est un secteur hautement capitalistique. D'après l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) : « Bien qu'aucune nouvelle raffinerie n'ait été construite au Canada depuis environ 25 ans, on a investi plus de 40 milliards de dollars dans les raffineries canadiennes depuis 1980, ce qui inclut des initiatives d'augmentation de la capacité et d'amélioration continue pour rehausser l'efficacité opérationnelle, permettre le raffinage de bruts plus lourds et améliorer le bilan environnemental⁷⁹. » La construction d'une nouvelle raffinerie pourrait coûter de 5 à 10 milliards de dollars⁸⁰. En outre, d'après Carol Montreuil, vice-président de l'ICPP, il faut 40 ans après la construction d'une raffinerie pour obtenir un rendement du capital investi de l'ordre de 8 à 10 %⁸¹.

79 Ibid.

80 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

81 Carol Montreuil, vice-président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

gouvernements provinciaux, territoriaux et fédéral, ne devrait pas réduire l'accès actuel du public au processus d'examen et devrait assurer une gérance exemplaire de l'environnement.

Recommandation 2

Étant donné les témoignages entendus au sujet de la canalisation 9 d'Enbridge, le Comité recommande que la fonction de l'Office national de l'Énergie soit réexaminée et que l'ONE procède à un examen interne de ses processus d'approbation pour s'assurer que les décisions en matière de pipelines touchant l'infrastructure existante soient prises en temps opportun. Ces examens doivent être transparents et publics, et faire appel à un large éventail d'intervenants.

Recommandation 3

Le Comité recommande que le gouvernement du Canada reconnaisse l'importance du réseau de pipelines au Canada, car les données disponibles indiquent que c'est le moyen de transport du pétrole, du gaz et d'autres hydrocarbures le plus sûr et le plus efficace.

B. Produits pétroliers raffinés

Les perspectives du secteur du raffinage au Canada paraissent incertaines d'après certains témoins, à en juger surtout par les baisses récentes et prévues de la demande d'essence en Amérique du Nord, qui représente environ 40 % de la production continentale de produits pétroliers⁷⁶. Depuis la récession de 2008, les raffineries canadiennes ont une capacité excédentaire relativement élevée, les taux d'utilisation des raffineries se situant en moyenne à 80 % en Ontario et dans l'Ouest du Canada et à 84 % dans le Canada atlantique et au Québec⁷⁷. (Pour être rentables, les raffineries doivent avoir un taux d'utilisation supérieur à 90 %⁷⁸) La figure 8 montre la capacité de raffinage, la production et les taux d'utilisation moyens entre 2001 et 2011.

76 Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Témoignages*, 2 février 2012.

77 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

78 Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

appuyé le projet d'Enbridge d'inverser la canalisation 9⁷⁰ entre Sarnia et Montréal. L'inversion permettrait de transporter du pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada dans l'Est du Canada (et possiblement le Canada atlantique), et peut-être même de desservir la Nouvelle-Angleterre, en passant par Portland, dans le Maine⁷¹. Le professeur Larry Hughes a indiqué au Comité qu'il serait possible d'acheminer du pétrole brut de Montréal au Canada atlantique en utilisant l'oléoduc Montréal-Portland (qu'il faudrait aussi inverser), pour ensuite l'expédier par pétrolier aux trois raffineries du Canada atlantique. Une autre option, plus coûteuse, consisterait à l'expédier par pétrolier de Montréal au Canada atlantique directement⁷². D'après Joseph Gargiso, l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge pourrait réduire de 20 % à 25 % la dépendance de l'Est du Canada à l'égard du pétrole étranger⁷³. En outre, John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing à Suncor Energy inc., a indiqué que l'inversion pourrait « favoriser des investissements à Montréal pour permettre à la raffinerie [de Suncor] de s'adapter de façon plus complète à ces bruts [de l'Ouest] » et que cette mesure « aidera à assurer la flexibilité, la performance et la viabilité à long terme de cette raffinerie⁷⁴ ». M. Quinn a ajouté que la raffinerie de Suncor a la capacité de traiter certains bruts de l'Ouest, mais qu'« aucun pipeline ne permet de le faire de façon rentable⁷⁵ ».

Recommandation 1

Pour maximiser la compétitivité de la production de pétrole brut au Canada, le Comité recommande que le gouvernement du Canada adopte un processus de réglementation simplifié et fixe notamment des échéanciers qui fassent en sorte que ce processus soit équitable, indépendant et scientifique tout en tenant compte du point de vue des collectivités locales et de l'industrie et en s'acquittant de l'obligation de consulter les groupes autochtones. Le processus de réglementation rationalisé devrait faire l'objet d'une harmonisation entre les

En 2011, Enbridge a proposé d'inverser le sens d'écoulement de la canalisation 9 entre Sarnia et Montréal pour acheminer du pétrole brut de l'Ouest dans l'Est du Canada. Selon Brenda Kenny (*Témoignages*, 7 février 2012), la ligne 9 originale a été construite dans les années 1970 pour atténuer les inquiétudes au sujet de la sécurité énergétique de l'Est du Canada, y compris la menace d'un embargo de l'OPEP. Dans les années 1990, la menace politique du Moyen-Orient s'était dissipée et les importations de pétrole par le biais des ports de l'est sont devenues plus fiables et plus abordables « de sorte que le marché a dicté une inversion de l'écoulement du pipeline, de Montréal vers Sarnia ».

71 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

72 Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

73 Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

74 John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., *Témoignages*, 2 février 2012.

75 *Ibid.*

18 000 emplois [...] bien rémunérés », sans compter les emplois perdus dans les activités en aval, notamment dans la fabrication⁶⁴.

Joseph Gargiso est d'avis que la sécurité énergétique du Canada pourrait être compromise par l'exportation de grandes quantités de pétrole brut canadien destiné au traitement à l'étranger. De plus, le professeur Larry Hughes s'est dit préoccupé par l'impact que des perturbations dans les approvisionnements étrangers pourraient avoir sur la disponibilité et l'abordabilité des produits pétroliers, surtout dans les provinces de l'Atlantique⁶⁵. Les provinces de l'Atlantique et le Québec importent environ 83 % et 86,5 % respectivement de leur pétrole de pays étrangers, dont certains ont atteint leur pic de production (p. ex., le Royaume-Uni, la Norvège, la Russie et le Venezuela) ou sont situés dans des régions aux prises avec des conflits politiques (p. ex., l'Arabie saoudite, l'Iraq, le Nigeria et l'Angola)⁶⁶. Selon M. Gargiso, le Canada pourrait être vulnérable à une interruption de l'approvisionnement en pétrole du Moyen-Orient puisqu'il dépend de cette région et « importe des produits raffinés de pays [européens] qui dépendent eux-mêmes du Moyen-Orient ». Si le surplus actuel de production de carburant de l'Europe disparaissait, les exportations européennes de carburant vers le Canada pourraient diminuer⁶⁷. Par ailleurs, M. Ervin a dit au Comité qu'advenant une pénurie énergétique, il y a suffisamment de mesures de protection en place en Amérique du Nord, dont la réserve stratégique de pétrole des États-Unis qui pourrait leur permettre un approvisionnement pendant plusieurs mois. « Compte tenu du contexte nord-américain et des dispositions de l'ALENA, cette seule réserve nous procure une certaine sécurité⁶⁸. » Qui plus est, John Quinn a affirmé que le Canada disposait d'un approvisionnement sûr en énergie⁶⁹.

Pour atténuer les inquiétudes en matière de sécurité énergétique découlant de la dépendance accrue du Canada à l'égard du pétrole étranger, certains témoins ont

64	Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
65	Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
66	Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012; Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
67	<i>Ibid.</i>
68	Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
69	John Quinn, directeur général, intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.

pourcentage au cours des prochaines années⁵⁹. Le projet fait actuellement l'objet d'une étude qui a été confiée à un groupe mixte d'experts de l'ONE et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE).

- La Trans Mountain Expansion (TMX) de Kinder Morgan, qui a pour objet d'accroître la capacité d'acheminement vers la côte Ouest. Le 20 octobre 2011, Kinder Morgan's Trans Mountain Pipeline Limited Partnership a annoncé le lancement d'un appel de soumissions pour la prochaine phase d'expansion prévue du TMX. Selon le site Web public de Kinder Morgan⁶⁰, « selon les résultats de l'appel de soumissions, [l'expansion prévue] devrait inclure des installations permettant d'achever le bouclage des oléoducs d'Alberta et de Colombie-Britannique, des postes de pompage, des réservoirs à Edmonton et Burnaby, ainsi que l'agrandissement du terminal portuaire de Westridge pour une mise en service prévue au début de 2017 ». La capacité de l'oléoduc, long de 1 150 km, est actuellement de 300 000 barils par jour⁶¹.

L'opposition aux projets de pipeline vient en partie de groupes environnementaux du Canada et des États-Unis. Vivian Krause laisse entendre que certains de ces groupes auraient reçu de fondations américaines des millions de dollars qui « visaient expressément des campagnes ciblant l'industrie canadienne du pétrole et du gaz »⁶². Différents groupes autochtones ont exprimé leur soutien ou leur opposition aux projets d'oléoducs et de gazoducs.

Selon Michael Ervin, même si les projets de pipeline Keystone XL et Northern Gateway sont importants pour assurer la croissance continue dans l'industrie en amont au Canada, notamment les sables bitumineux, ils réduiraient la compétitivité des raffineries canadiennes qui traitent actuellement le pétrole brut de l'Ouest du Canada⁶³. En outre, Joseph Gargiso, vice-président administratif du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, a dit au Comité (au sujet des estimations de l'économiste Michael McCracken) que « pour chaque tranche de 400 000 barils de bitume brut exporté pour être transformé et raffiné à l'étranger, le Canada perd

59	Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
60	http://www.kindermorgan.com/business/canada/tmx_openseason.cfm .
61	Kinder Morgan, <i>Trans Mountain Pipeline Open Season</i> , http://www.kindermorgan.com/business/canada/tmx_openseason.cfm . [Traduction].
62	Vivian Krause, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 9 février 2012.
63	Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.

pipelinrière d'exportation au Canada est limitée dans l'ensemble et « le réseau offre peu de flexibilité⁵⁵ ».

Les projets de pipeline suivants pourraient améliorer l'accès du pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada aux marchés internationaux :

- L'oléoduc Keystone XL, qui acheminerait le pétrole des sables bitumineux du Canada à la côte du Golfe des États-Unis. Le pipeline Keystone peut actuellement transporter du pétrole brut canadien jusqu'à Cushing, en Oklahoma. En ajoutant des tronçons de Hardisty, en Alberta, à Steele City, au Nebraska, et de Cushing à Houston, au Texas, le projet améliorerait l'accès du pétrole brut canadien à la côte du Golfe des États-Unis et éliminerait une partie des coûts du transport associés à l'expédition des produits de Cushing jusqu'à Texas (p. ex. par camion). Une réduction de ces coûts pourrait aussi permettre au Canada d'établir un meilleur prix pour les ventes de pétrole brut sur la côte du Golfe⁵⁶. Selon Christopher Smillie, le projet Keystone XL entraînerait la création de 3 000 à 3 500 emplois environ dans la construction au Canada (entre Hardisty et la frontière américaine) pour trois saisons, et de 20 000 emplois dans la construction aux États-Unis. M. Smillie a ajouté que le projet générerait aussi des « centaines de milliers » d'emplois et « ajouterait des milliards de dollars au PIB » en raison des retombées subséquentes de l'exploitation des sables bitumineux⁵⁷.

- L'oléoduc Northern Gateway, qui relierait les sables bitumineux du Canada aux marchés de l'Asie en passant par Kitimat, en Colombie-Britannique. Selon Christopher Smillie, le projet diversifierait les marchés d'exportation du pétrole brut du Canada et offrirait un large éventail de possibilités d'emploi, y compris (d'après des estimations initiales) quelque 2 700 emplois dans la construction pendant trois saisons⁵⁸. De plus, le professeur Mintz a dit au Comité que l'expédition de pétrole brut en Asie pourrait faire augmenter le PIB du Canada d'environ un point de

55	Office national de l'énergie, <i>État actuel et futur des oléoducs et gazoducs et capacité de raffinage au Canada</i> , document de suivi présenté au Comité le 16 février 2012.
56	Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012; Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
57	Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Département des métiers de la construction, Bureau canadien du Département des métiers de la construction de la Fédération américaine du travail (AFL-CIO), <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
58	<i>Ibid.</i>

la diversification⁵⁰ ». Mark Corey a pour sa part dit au Comité que « d'un point de vue stratégique, il serait bon que nous diversifions notre marché, afin d'obtenir le meilleur prix possible pour notre pétrole brut⁵¹ ». Le professeur Michael Moore a indiqué que l'écart de prix qu'il est possible de récupérer en améliorant la valeur de nos exportations « représente plusieurs centaines de milliards de dollars, une somme dont dispose le gouvernement sur une période de 20 à 30 ans ». Il a ajouté :

« Il s'agit de pouvoir établir les prix en fonction de l'accès aux ports. C'est important de faire une différence entre l'endroit où vos produits sont expédiés et l'endroit où leur prix est établi. À l'heure actuelle, les opposants au pipeline de Keystone, qui se trouvent dans divers secteurs aux États-Unis, prétendent que tout ce que nous essayons de faire, c'est d'exporter vers les marchés étrangers. [...] Là où nous avons un avantage, c'est sur la côte du golfe du Mexique, où nos produits peuvent être traités, puis transformés en essence et en d'autres distillats, et distribués sur le marché américain. Lorsque nous pourrions faire cela, nous obtiendrions un prix mondial plus élevé, ce qui se traduira directement par des recettes fiscales et des redevances qui seront importantes pour chaque province canadienne⁵². »

De plus, le professeur Mintz a indiqué qu'il y a des avantages économiques et politiques à expédier du pétrole que ce soit en Californie ou en Asie :

« Cela augmente potentiellement le PIB du Canada, si je me souviens bien, d'un point de pourcentage au cours des prochaines années, si nous exportons soit en Asie, soit en Californie, en partie parce que nous pouvons établir un meilleur prix pour notre produit. Et cela arrivera si nous supposons que nous pouvons également faire face au problème d'inventaire à Cushing, où le pétrole doit être expédié à un coût élevé jusqu'à la côte du golfe. Il s'agit de construire plus de pipelines, et nous voyons une élimination de la différence entre le prix international et le prix du pétrole brut West Texas Intermediate, ce qui sera un gain important pour le Canada également⁵³. »

Selon le professeur Mintz, le choix du mode et du lieu d'exportation du pétrole brut a tout à voir avec les « avantages économiques des différentes options » et « il reste très avantageux de vendre le produit aux États-Unis, en particulier dans la région du golfe du Mexique ». Il a souligné le rôle déterminant que jouent les coûts du transport dans l'économie des exportations de pétrole brut⁵⁴. Même si la capacité de certains oléoducs a augmenté ces dernières années, au dire de l'ONE, la capacité

50	Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
51	Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
52	Michael Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISEE, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
53	Jack Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
54	<i>Ibid.</i>

exportations canadiennes de brut dépendent largement des marchés américains, la diversification des marchés accroîtrait l'influence du Canada en tant qu'exportateur, en ce qui concerne notamment les négociations avec les États-Unis — un vaste marché énergétique qui jouit de pouvoirs de négociation considérables⁴⁶. L'amélioration de l'infrastructure pipelinrière pourrait permettre d'atteindre deux principaux objectifs : (1) accroître le potentiel d'exportation de pétrole brut canadien vers les marchés émergents d'outre-mer et (2) améliorer l'efficacité des marchés d'exportation en Amérique du Nord.

Les deux formules le plus communément utilisées pour établir le prix du brut sont le prix du West Texas Intermediate (WTI), c'est-à-dire le prix affiché à Cushing, en Oklahoma, et le prix du Brent (considéré comme le cours mondial), c'est-à-dire le prix de la Mer du Nord. Ces dernières années, le prix du Brent a été en général plus élevé que celui du WTI, la différence ayant grimpé jusqu'à 25 \$ le baril à un moment donné (le 31 janvier 2012, elle était de 13 \$ le baril, mais elle est passée récemment à 9 \$ le baril). D'après Mark Corey, une fois le pétrole sur la côte, « les deux prix correspondent un peu plus⁴⁷ ». En d'autres termes, sur les marchés nord-américains actuels du pétrole brut, le brut maritime a une valeur plus élevée que le brut terrestre.

Le professeur Michal Moore a dit au Comité qu'un certain nombre de réseaux pipeliniers en Amérique du Nord dépendent d'un transport auxiliaire par rail, barge ou camion pour l'acheminement du pétrole brut vers des installations de raffinage ou des ports de mer, ce qui fait augmenter le coût total de la distribution du pétrole. Par exemple, il a indiqué que « sur le marché de Houston, les producteurs perdent environ 10 \$ le baril ». De même, « sur le marché californien, où les réserves de pétrole brut lourds sont en déclin, on perd encore plus, jusqu'à concurrence de 13 \$ le baril, selon les conditions⁴⁸ ». Brenda Kenny, présidente et chef de la direction de l'Association canadienne de pipelines d'énergie (CEPA), a dit « qu'il y avait à l'heure actuelle une certaine distorsion des marchés en Amérique du Nord. Au total, selon les chiffres, cette distorsion peut coûter au Canada une somme variant entre 14 et 18 milliards de dollars par année. Cela s'ajoute aux recettes fiscales perdues, au réinvestissement moindre au Canada et aux rendements plus faibles pour tous les actionnaires, dont un grand nombre sont des retraités⁴⁹. »

Selon le professeur Jack Mintz, il est important au Canada « de ne pas être trop dépendants d'un seul marché et, en conséquence, il y a une certaine valeur rattachée à

46	Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
47	Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
48	Michal Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISSE, Université de Calgary, à titre personnel, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
49	Brenda Kenny, présidente et chef de la direction, Association canadienne de pipelines d'énergie, <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.

L'augmentation de la demande mondiale de pétrole brut, surtout dans les économies émergentes, devrait accroître les occasions d'exportation pour le secteur pétrolier canadien en amont⁴⁵. D'après le professeur Jack Mintz, du fait que les

45 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

A. Pétrole brut

TENDANCES D'UN MARCHÉ ÉMERGENT : OCCASIONS À SAISIR ET DÉFIS

Source : Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

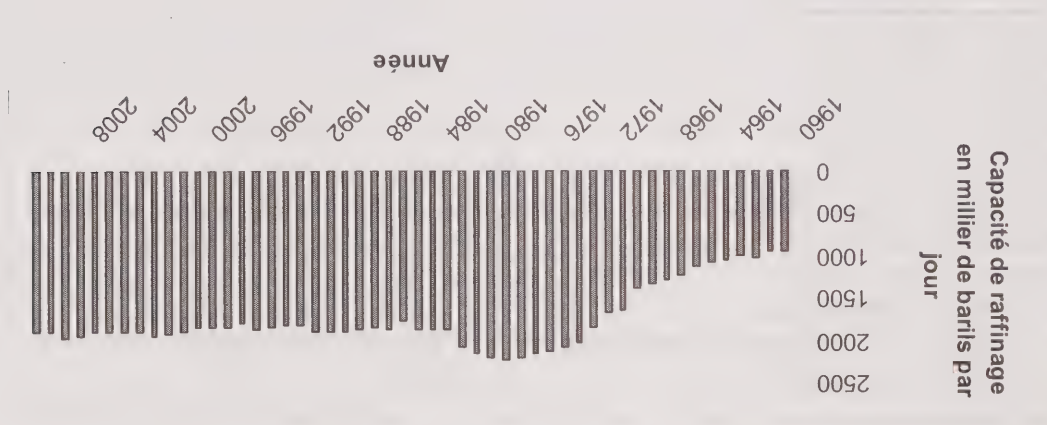


Figure 7 : Capacité de raffinage du Canada (1960-2011)

Source : Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.



Figure 6 : Nombre de raffineries au Canada (1960-2011)

Le nombre de raffineries en Amérique du Nord a chuté de 360, dans les années 1970 et 1980, à moins de 140 aujourd'hui. Selon Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation chez MJ Ervin and Associates, la fermeture de quelque 200 raffineries depuis 1970 est la conséquence d'un piètre rendement du capital attribuable à une surcapacité. Qui plus est, les nouvelles exigences en matière de qualité des carburants (réduction du plomb, du benzène, du soufre, etc.) nécessitaient d'importants investissements de la part de l'industrie et, pour beaucoup de petites raffineries, ou de raffineries moins efficaces, de tels investissements ne pouvaient se justifier⁴⁰. Au milieu des années 1990, l'augmentation constante de la demande nord-américaine en pétrole a permis aux raffineries d'atteindre des taux d'utilisation de plus de 90 %, ce qui est optimal en termes de profits. Par conséquent, de nombreuses raffineries ont pu bénéficier des gros investissements nécessaires à leur agrandissement en vue de répondre à la demande croissante de produits pétroliers⁴¹.

La capacité de raffinage canadienne a toujours fluctué selon les conditions de l'offre et de la demande. L'agrandissement des raffineries canadiennes a permis d'accroître la capacité moyenne de raffinage du Canada, et ce, malgré la diminution du nombre de raffineries depuis cinq décennies (figures 6 et 7). On dénombrerait, en 1960, 44 raffineries produisant environ 945 000 barils par jour, alors qu'on n'en compte plus aujourd'hui que 19, mais dont la production était d'environ 1 886 000 barils par jour en 2011⁴². (Sur ces 19 raffineries canadiennes, 15 produisent la gamme complète de produits pétroliers.) Étant donné que l'industrie canadienne du raffinage ne fonctionne pas à pleine capacité et que la demande de carburant à base de pétrole a probablement atteint un sommet en Amérique du Nord et dans d'autres pays de l'OCDE⁴³ (et continuera probablement à diminuer dans les années à venir⁴⁴), actuellement, aucun argument économiquement ne justifie la construction de nouvelles raffineries au Canada.

40	Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
41	<i>Ibid.</i>
42	Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.
43	Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
44	Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.

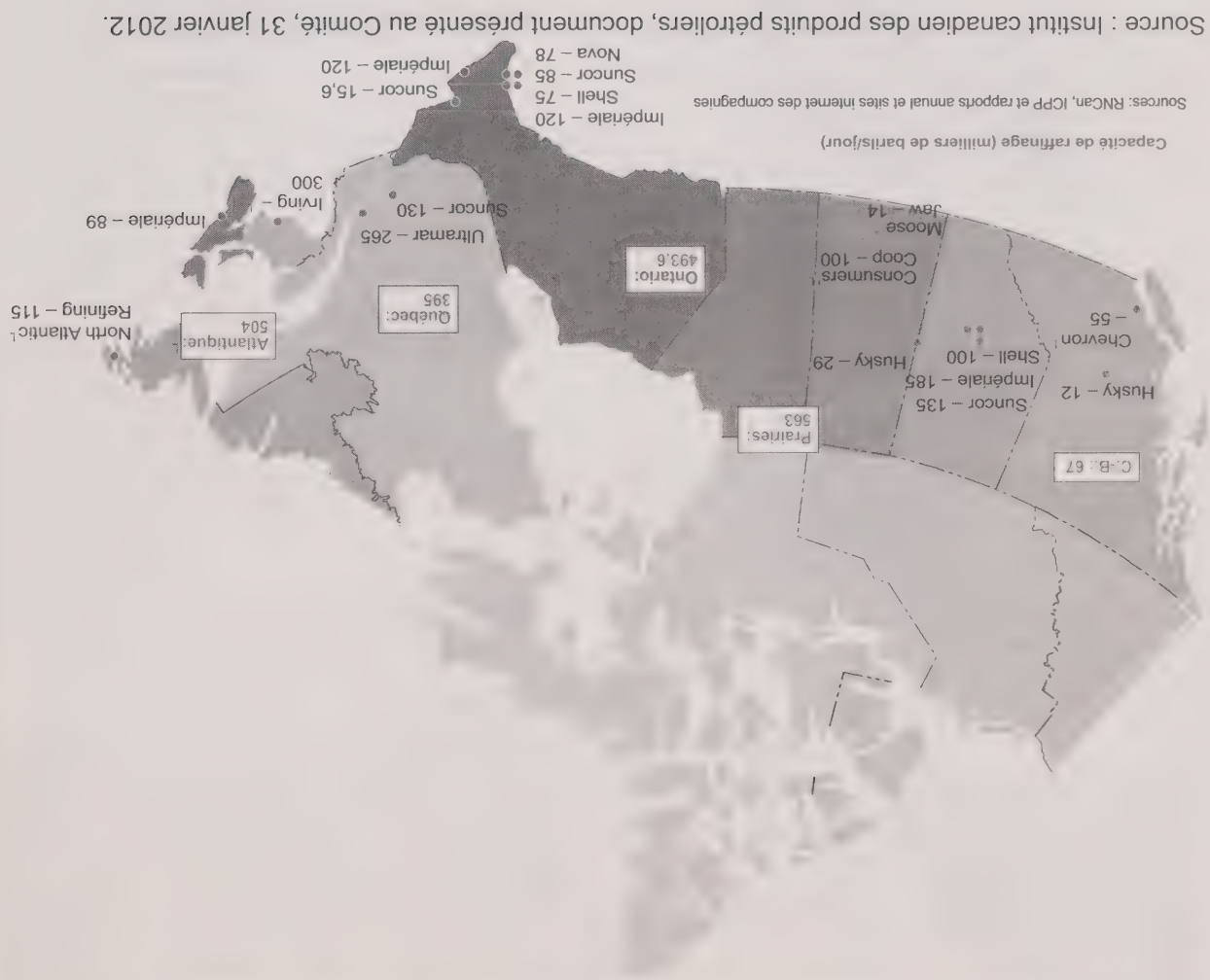
En plus des 19 raffineries au Canada, l'Alberta compte sept usines de valorisation qui produisent une charge d'alimentation constituée à 100 % de bitume dilué — contrairement aux raffineries de produits pétroliers, qui sont construites et configurées pour le traitement du pétrole brut. D'après Peter Boag, « certaines usines de valorisation fabriquent des quantités limitées de produits finis, généralement du diesel³¹ ». Mark Corey a dit au Comité que l'objectif de l'Alberta est de valoriser les deux tiers de sa production de pétrole brut d'ici 2020, ce qui nécessiterait quatre usines de valorisation additionnelles coûtant environ trois milliards de dollars chacune³². En 2010, le Canada a produit 1,5 million de barils de bitume par jour, dont 0,8 bbj, ou 53 %, ont été revalorisés³³.

De 90 à 95 % des produits raffinés sont des combustibles, les 5 à 10 % restants étant destinés à l'industrie pétrochimique³⁴. Exportateur net de produits pétroliers, le Canada exporte approximativement 20 % de sa production (soit 400 000 b/j), surtout depuis le Québec et les provinces de l'Atlantique, principalement vers le Nord-Est des États-Unis³⁵. Selon Peter Boag, « ce qu'il faut retenir, c'est qu'au bout du compte, nous sommes un pays exportateur net de produits raffinés [pour] environ 20 % de sa capacité dans le marché très concurrentiel de l'Amérique du Nord. À notre avis, c'est très positif pour le Canada³⁶. » En 2009, le secteur canadien du raffinage a contribué à l'économie canadienne à hauteur de 2,5 milliards de dollars et employait environ 17 500 travailleurs de raffinerie « instruits et bien payés³⁷ ». Un rapport du Conference Board du Canada indique que les travailleurs des raffineries gagnent maintenant 50 % de plus que les travailleurs du secteur manufacturier canadien dans son ensemble³⁸. Selon Christopher Smillie, dans les raffineries, « on trouve des emplois durables liés à la construction, à l'exploitation et à l'entretien. Il s'agit d'emplois d'un demi-siècle. Les pipelines servent à relier ces emplois. Si on n'a pas de canalisation vers les marchés, alors ces autres emplois intéressants, bien rémunérés et hautement spécialisés disparaissent³⁹. »

31	Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
32	Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
33	Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 24 février 2012.
34	Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
35	Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.
36	Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
37	Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
38	John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.
39	Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Bureau canadien du Département des métiers de la construction de la Fédération américaine du travail (AFL-CIO), <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.

Figure 5 : Raffineries canadiennes et capacités de raffinage

30



30

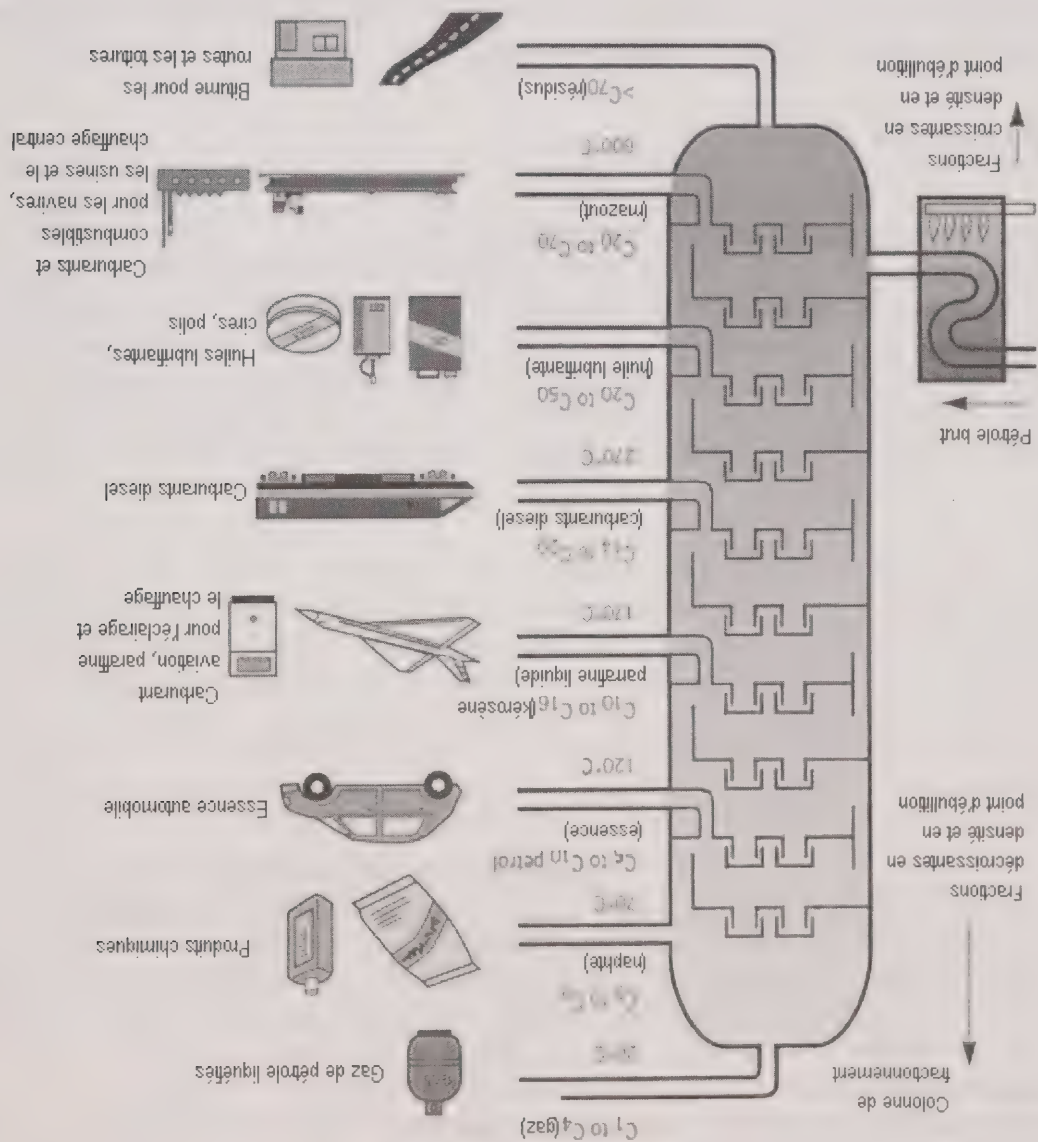
Les raffineries indiquées sur la carte sont situées dans les villes suivantes (de l'est à l'ouest) : Come By Chance (T.-N.-L.) (North Atlantic Refining); Dartmouth (N.-E.) (Imperial Oil); Saint John (N.-B.) (Irving); Lévis (Qc) (Ultramar); Montréal (Qc) (Suncor); Mississauga (Ont.) (Suncor); Nanticoke (Ont.) (Imperial Oil); Sarnia (Ont.) (Imperial Oil, Shell, Suncor et Nova); Regina (Sask.) (Consumers' Co-op); Moose Jaw (Sask.) (Moose Jaw Refining); Lloydminster (Alb.) (Husky); Scottford (Alb.) (Shell); Edmonton (Alb.) (Suncor et Imperial Oil); Prince George (C.-B.) (Husky); Burnaby (C.-B.) (Chevron).

tandis que les raffineries de l'Est et du Canada atlantique transforment 15 % de pétrole canadien provenant de sites de production extracôtiers et 85 % de pétrole importé par pétroliers à Halifax, Saint John ou Come By Chance²⁸. Au Québec, le pétrole brut est importé au moyen de petits pétroliers à Lévis, ou de plus grands pétroliers à Portland (Maine), et ensuite acheminé à Montréal par oléoduc. Enfin, en Ontario les raffineries transforment essentiellement du pétrole brut canadien, ainsi que de petites quantités de pétrole importé, qui sont acheminées par l'oléoduc Portland-Montréal et l'oléoduc 9 du réseau d'Enbridge²⁹. Comme la figure 5 le montre, toutes les provinces, sauf le Manitoba et l'Île-du-Prince-Édouard, ont au moins une raffinerie.

28 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

29 *Ibid.*

Figure 4 : Chaîne simplifiée de production de pétrole dans les raffineries



Source : Hossam Gabbar, professeur, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

Le Canada compte 19 raffineries dont la capacité de production combinée est d'environ deux millions de barils par jour²⁷. Sur ces 19 raffineries, 15 fabriquent la gamme complète de produits pétroliers. Les raffineries de l'Ouest canadien transforment exclusivement du pétrole brut canadien qui leur est acheminé par oléoduc,

²⁵ D'après Peter Boag, président de l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP), les raffineries de produits pétroliers ne sont pas comparables à des usines de valorisation du bitume. Les raffineries sont plus complexes, construites et configurées pour le traitement du pétrole brut — « du brut lourd au brut léger, du brut acide au brut non corrosif et maintenant au synthétique — pour en faire des produits comme l'essence, le diesel, le carburant aviation et le mazout domestique ». Par ailleurs, les usines de valorisation du bitume sont construites et configurées pour le traitement du bitume — que la plupart des raffineries ne peuvent traiter — en pétrole brut synthétique qui peut servir comme charge d'alimentation dans une raffinerie. Une usine de valorisation et une raffinerie peuvent se retrouver dans une même installation²⁶.

25 Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

26 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

nécessaires pour redresser la situation. L'ONE « a le pouvoir de mettre un terme aux activités d'une société pipelinère. La loi exige que les défaillances ou les blessures graves soient signalées à l'Office, qui à son tour exige des sociétés qu'elles mènent leur propre enquête afin de lui en présenter les conclusions. Dans les cas graves, l'Office fait lui-même enquête²². »

La construction des oléoducs et des gazoducs est à l'origine de tout un éventail d'emplois directs et indirects dans le secteur de l'énergie, y compris pour ce qui est de construire l'infrastructure (immeubles de bureaux, par exemple) requise par la croissance rapide des secteurs pétrolier et gazier ainsi favorisée. Selon Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Département des métiers de la construction, au Bureau canadien de la Fédération américaine du travail et Congrès des organisations industrielles (FAT-COI), même si les emplois directement liés à la construction d'oléoducs ou de gazoducs ne durent en moyenne que trois saisons, « la vaste majorité des emplois créés [...] s'échelonnent sur une période de 50 ans ou plus ». Ainsi, la FAT-COI représente en Alberta entre 80 000 et 90 000 travailleurs spécialisés qui, « d'une façon ou d'une autre, travaillent dans le secteur énergétique ». M. Smillie a dit au Comité qu'un pipeline, « c'est plus qu'un point de jonction pour les produits. Un pipeline relie des emplois d'un bout à l'autre de la chaîne de production²³ ».

Selon John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., il y a pénurie d'emplois spécialisés dans l'industrie pétrolière et gazière. Le principal obstacle au plan d'expansion de Suncor, « c'est la nécessité de créer des milliers d'emplois spécialisés, en Alberta notamment, mais pour les fournisseurs de biens et de services partout au pays, cela représente des perspectives, dans l'effort de construction et celui de production qui suivra. Désormais, on aura toujours besoin d'emplois spécialisés au pays²⁴. »

B. Raffinage

Les raffineries servent à produire une vaste gamme de produits, y compris l'essence, le carburant diesel, l'huile lubrifiante et le naphthé (utilisé pour la production de certains produits chimiques). La figure 4 est une illustration simplifiée d'une raffinerie. En chauffant le pétrole brut et en l'injectant dans une tour de distillation, il est possible

22	Gaëtan Caron, président-directeur général de l'Office national de l'énergie, <i>Témoignages</i> , 9 février 2012.
23	Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Département des métiers de la construction, Bureau canadien de la Fédération américaine du travail et Congrès des organisations industrielles (FAT-COI), <i>Témoignages</i> , 7 février 2012.
24	John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., <i>Témoignages</i> , 2 février 2012.

gaz naturel sur la terre¹⁵. De même, Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, Ressources naturelles Canada (RNCan) a déclaré que les pipelines sont « le moyen [le] plus sécuritaire et [le] plus économique [de] transporter de grands volumes de pétrole sur de longues distances¹⁶ ». En outre, M. Caron a indiqué au Comité que « [l]es études continuent de prouver que les pipelines constituent le mode de transport d'hydrocarbures qui présente le moins de danger¹⁷ ». Les oléoducs et les gazoducs sont cependant exposés à des risques tels que la corrosion, qui varie selon les répercussions que peuvent avoir les diverses propriétés chimiques des produits transportés, les fuites, le vieillissement et les erreurs humaines¹⁸.

L'ONE a récemment signalé que la fréquence des blessures graves subies par les personnes travaillant sur les oléoducs et les gazoducs est faible et continue de baisser, tandis que l'impact environnemental des fuites a été circonscrit « localement et tous les travaux de décontamination ont été effectués en conformité avec [les] exigences [de l'ONE, en] tenant compte des pratiques exemplaires à l'échelle internationale¹⁹ ». De 2000 à 2011, les déversements de pétrole se sont chiffrés à environ 3 175 barils²⁰ par année. On a dénombré deux accidents en 2009, huit en 2010 et, en septembre 2011, on en dénombrerait quatre depuis le début de l'année²¹.

Les sociétés d'exploitation des oléoducs et gazoducs sont tenues responsables de la sécurité de leur installation et de la protection de l'environnement qui les entoure à toutes les étapes du cycle de vie de leur équipement. Elles doivent anticiper et prévenir les incidents, en atténuer les conséquences et les gérer, peu importe leur ampleur ou leur durée. En cas d'accident grave, l'ONE surveille l'intervention de la société réglementée « au moment de l'incident et par la suite, puis pendant les travaux de nettoyage » et exige que « toutes les mesures raisonnables soient prises en vue de la protection des employés, du public et de l'environnement ». Selon Gaétan Caron, lorsque l'ONE constate que la sécurité peut être améliorée, il prend les mesures

15	Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.
16	Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.
17	Gaétan Caron, président-directeur général de l'Office national de l'énergie, <i>Témoignages</i> , 9 février 2012.
18	Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.
19	Gaétan Caron, président-directeur général de l'Office national de l'énergie, <i>Témoignages</i> , 9 février 2012.
20	Un baril de pétrole équivaut à 158,987 litres.
21	Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, <i>Témoignages</i> , 31 janvier 2012.

14 M. Gabbar définit la sûreté comme « l'absence de risque inacceptable ».

13 *Ibid.*

12 Gaétan Caron, président-directeur général de l'Office national de l'énergie, *Témoignages*, 9 février 2012.

Selon le professeur Hossam Gabbar, « [l]es pipelines constituent le moyen le plus sûr¹⁴ et le plus efficace pour transporter de grandes quantités de pétrole brut et de

L'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* prévoit la tenue d'audiences dès qu'un pipeline dépasse 40 kilomètres. Selon Gaétan Caron, président-directeur général de l'ONE, la longueur du processus « résulte toujours de la décision indépendante de la commission saisie du dossier¹³ ».

L'ONE surveille le respect de la réglementation applicable aux oléoducs et aux gazoducs tout au long du cycle de vie de ces derniers. Lors de la présentation de la demande, l'ONE détermine si l'oléoduc ou le gazoduc est dans l'intérêt du public, puis « si le projet en question peut être réalisé et exploité de façon sécuritaire, [tout] en protégeant les personnes et l'environnement ». Au stade de la planification, les sociétés doivent se conformer aux exigences réglementaires de l'ONE et sont tenues de « faire participer et de consulter le public de façon significative ». Si l'ONE approuve le projet, il peut l'assortir de toutes les conditions qu'il juge nécessaires dans l'intérêt du public. L'ONE continue de veiller au respect des exigences réglementaires tout au long de la construction et de l'exploitation du projet. Finalement, si un oléoduc ou un gazoduc cesse d'être exploité, l'ONE s'assure que le plan de cessation d'exploitation de la société puisse être exécuté « en toute sécurité et en protégeant l'environnement, au moment de la cessation d'exploitation et par la suite¹² ».

Source : Hossam Gabbar, professeur, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

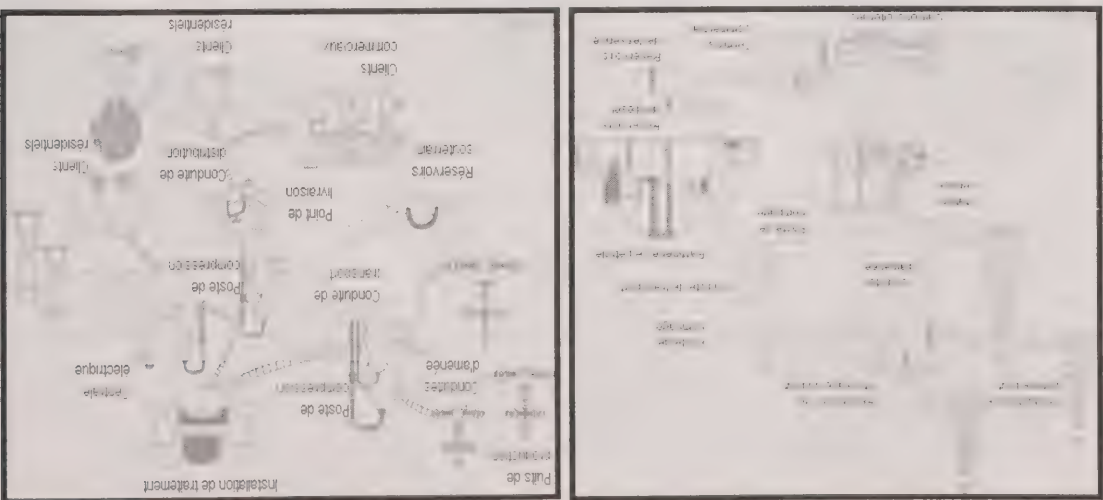


Figure 3 : Réseaux d'oléoducs (à gauche) et de gazoducs (à droite)

1) Les oléoducs servant à acheminer le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés et le bitume dilué :

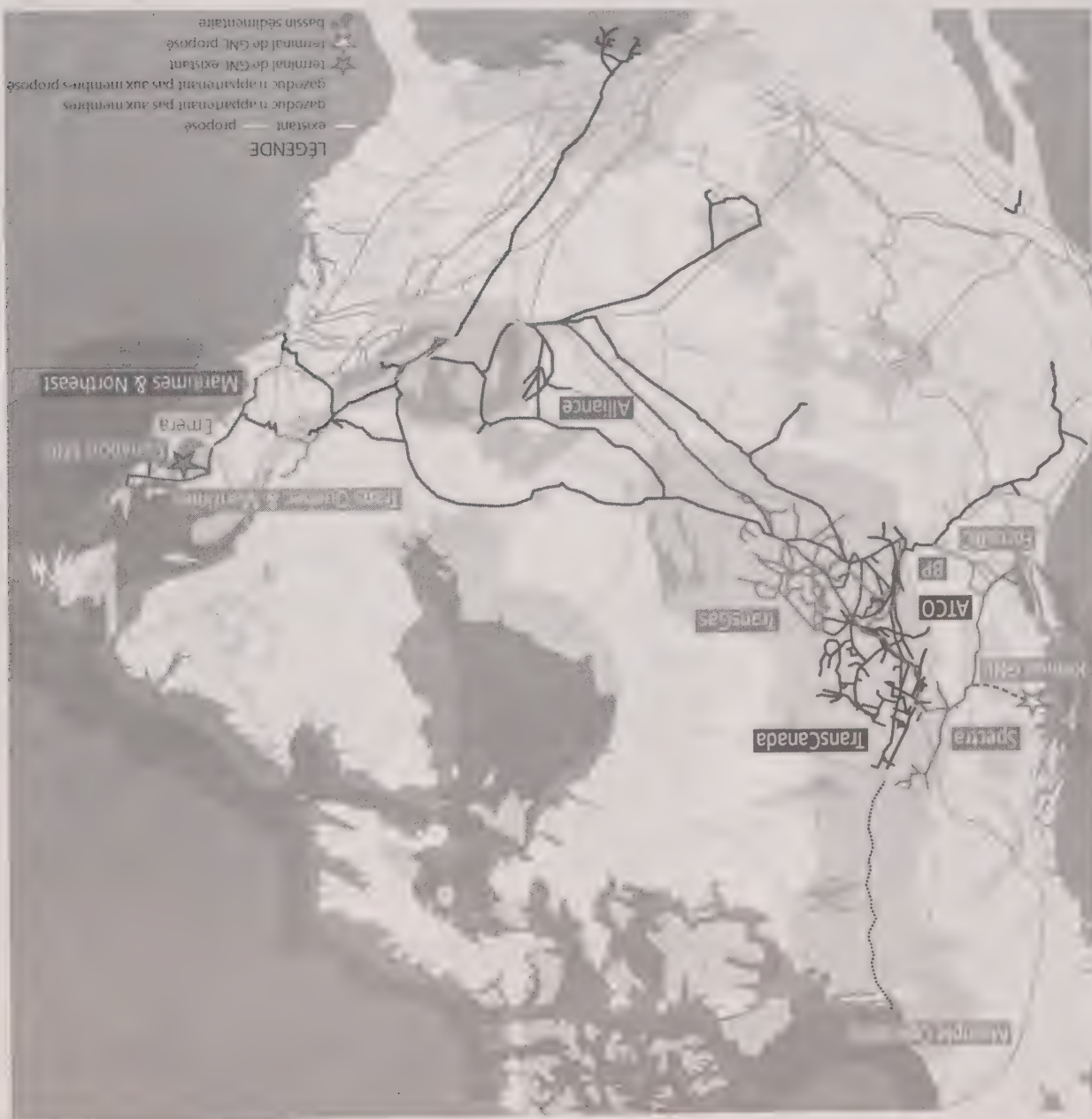
- a) Dans le cas du pétrole brut, on distingue les « conduites d'amènée » (de 5 à 20 centimètres de diamètre) qui permettent de recueillir le pétrole des puits terrestres ou extracôtiers et de l'acheminer aux « conduites principales », plus grosses (de 20 à 61 centimètres de diamètre environ) utilisées pour la distribution. Un nombre restreint d'oléoducs encore plus gros (1,2 mètre de diamètre environ) permettent d'acheminer le pétrole brut des zones d'extraction aux raffineries.⁸

- b) Dans le cas des produits pétroliers raffinés (essence, carburant d'aviation, huile de chauffage et carburant diesel), des oléoducs sont utilisés pour l'acheminement vers des terminaux de grande distribution, où ils sont entreposés dans des réservoirs, qui servent eux-mêmes à alimenter les camions-citernes destinés à l'approvisionnement des stations-service et des résidences. (Les grandes industries, les aéroports et les centrales électriques sont directement alimentées par oléoduc.)⁹ Les produits pétroliers raffinés sont souvent acheminés par « lots » dans des oléoducs multiproduits. Des capteurs et des technologies de surveillance complexes sont utilisés pour éviter tout mélange des différents lots dans le conduit.¹⁰

- 2) Les gazoducs servant à acheminer le gaz naturel des puits de production aux installations de traitement, puis aux réseaux de distribution partout au Canada. Une fois traité, le gaz naturel est directement acheminé aux résidences et aux entreprises grâce à un vaste réseau de gazoducs de distribution de très faible diamètre.¹¹

8	Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.
9	<i>Ibid.</i>
10	Brenda Kenny, présidente et chef de la direction, Association canadienne de pipelines d'énergie, dans une lettre de suivi envoyée au Comité le 5 mars 2012.
11	Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

Figure 2 : Gazoducs au Canada et aux États-Unis



Source : Association canadienne de pipelines d'énergie, <http://www.cepa.com/map/>.

Comme le montre la figure 3, les oléoducs et les gazoducs remplissent diverses fonctions dans la distribution des produits pétroliers et du gaz naturel. Les oléoducs et les gazoducs, qui sont pour la plupart enterrés, se répartissent ainsi en diverses catégories :

Figure 1 : Pipelines de produits liquides au Canada et aux États-Unis



Source : Association canadienne de pipelines d'énergie, <http://www.cepa.com/map/>.

que du secteur privé. Le présent rapport, qui conclut l'étude du Comité, renferme un certain nombre de recommandations à l'intention du gouvernement du Canada.

APERÇU

A. Oléoducs et gazoducs

Les réseaux d'oléoducs et de gazoducs nord-américains sont étroitement intégrés, notamment entre l'Ouest canadien et le Midwest américain (figures 1 et 2). Dans l'Est du Canada, les raccordements sont principalement nord-sud, entre les États de la Nouvelle-Angleterre et le Québec et l'Ontario par l'intermédiaire de Portland, dans le Maine. On compte au Canada, plus de 100 000 kilomètres d'oléoducs et de gazoducs, dont plus de 70 %⁵ sont réglementés par l'Office national de l'énergie (ONE). Au cours des cinq dernières années, la valeur de l'énergie acheminée par les oléoducs et les gazoducs réglementés par l'ONE vers les marchés canadiens et étrangers a dépassé les 100 milliards de dollars par an, avec un pic de 127 milliards de dollars en 2008, alors que le coût de l'acheminement par ces oléoducs et gazoducs n'a pas dépassé, en moyenne, les 5 milliards de dollars⁶ par an. Les exportations d'énergie par oléoduc et par gazoduc représentent environ un cinquième du revenu total annuel des exportations canadiennes de marchandises⁷.

5	Les 30 % restants relèvent de compétences provinciales.
6	Selon Brenda Kenny (lettre de suivi envoyée au Comité le 5 mars 2012), les oléoducs et les gazoducs constituent des projets qui exigent des investissements initiaux importants (qui se chiffrent souvent en milliards de dollars). Le rendement de l'investissement peut demander jusqu'à 30 ans. Ces 5 milliards de dollars incluent l'amortissement, le rendement des capitaux d'investissement, le coût annuel du paiement de la dette et les frais annuels d'exploitation et de maintenance (p. ex. carburant, maintenance de sécurité, inspections, taxes, etc.). Tous les coûts de transport, ainsi que les droits et tarifs connexes, sont normalement approuvés par l'organisme de réglementation compétent (ONE ou organisme de réglementation provincial), mais les modalités de réglementation applicables peuvent varier d'un organisme de réglementation à l'autre.
7	Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques, document présenté au Comité, 7 février 2012.

L'ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE AU CANADA

INTRODUCTION

Les changements que connaissent actuellement les marchés mondiaux et nationaux de l'énergie constituent, pour les secteurs canadiens du pétrole, du gaz et du raffinage, autant de défis que d'occasions à saisir. La demande totale d'essence et de carburant diesel en Amérique du Nord et dans d'autres pays membres de l'OCDE devrait diminuer au cours des deux à trois prochaines décennies¹. Toutefois, il est prévu que la demande mondiale en pétrole brut, tout particulièrement de la part des économies émergentes, continuera d'augmenter « au cours des 25 prochaines années et par la suite », ce qui crée d'attrayantes occasions d'exportations, compte tenu de l'importance² des réserves pétrolières du Canada³. Qui plus est, la découverte d'importantes réserves de gaz non classique et la demande croissante pour des carburants non liquides au Canada et aux États-Unis font que le gaz naturel est appelé à jouer un rôle de plus en plus important sur les marchés nord-américains⁴. Les transformations que connaissent l'offre et la demande en pétrole et en gaz ont des répercussions sur le secteur canadien du raffinage, aux prises avec un certain nombre de défis qui méritent une attention toute particulière, notamment à l'échelle régionale.

Les nouvelles tendances nationales et internationales observées sur les marchés pétrolier et gazier suscitent un certain nombre de préoccupations et d'occasions, notamment en matière de commercialisation, d'infrastructure, d'emplois, de sécurité énergétique, de réglementation gouvernementale et d'environnement. Afin de mieux comprendre les multiples occasions à saisir et les défis qui se présentent actuellement aux secteurs pétrolier et gazier canadiens, le Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes a mené une étude sur l'état actuel et futur des oléoducs et gazoducs, ainsi que sur la capacité de raffinage du Canada. Au cours de quatre réunions, le Comité a entendu les témoignages de nombreux représentants du gouvernement, de groupes autochtones, du monde universitaire, des syndicats, ainsi

1 John Quinn, directeur général, intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., *Témoignages*, 2 février 2012.

2 Selon Ressources naturelles Canada (*Témoignages*, 31 janvier 2012), les réserves de pétrole brut du Canada sont évaluées à environ 174 milliards de barils (dont 170 milliards de barils dans les sables bitumineux), et pourraient atteindre 300 milliards de barils grâce aux avancées technologiques qui rendront l'activité plus rentable.

3 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

4 Michael Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISSE, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

TABLE DES MATIÈRES

L'ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE AU CANADA	1
INTRODUCTION	1
APERÇU	2
A. Oléoducs et gazoducs	2
B. Raffinage	8
TENDANCES D'UN MARCHÉ ÉMERGENT : OCCASIONS À SAISIR ET DÉFIS ..	15
A. Pétrole brut	15
B. Produits pétroliers raffinés	22
C. Gaz naturel	27
ALLER DE L'AVANT	31
ANNEXE A : LISTE DES TÉMOINS	35
ANNEXE B : LISTE DES MÉMOIRES	37
PROCÈS-VERBAUX	39
RAPPORT DISSIDENT DU NOUVEAU PARTI DÉMOCRATIQUE DU CANADA	41
RAPPORT DISSIDENT DU PARTI LIBÉRAL DU CANADA	47

LE COMITÉ PERMANENT DES RESSOURCES NATURELLES

a l'honneur de présenter son

TROISIÈME RAPPORT

Conformément au mandat que lui confère l'article 108(2) du Règlement, le Comité a étudié l'état actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au Canada et a convenu de faire rapport de ce qui suit :

COMITÉ PERMANENT DES RESSOURCES NATURELLES

PRÉSIDENT

Leon Benoit

VICE-PRÉSIDENTS

Claude Gravelle

David McGuinty

MEMBRES

Mike Allen

David Anderson

Blaine Calkins

Joe Daniel

Anne-Marie Day

Royal Galipeau

François Lapointe

Kennedy Stewart

Brad Trost

AUTRES DÉPUTÉS QUI ONT PARTICIPÉ

Sean Casey

L'hon. Laurie Hawn

Brian Jean

Dave Van Kesteren

Elizabeth May

Marie-Claude Morin

Pierre Nantel

Ève Péclet

Blake Richards

GREFFIER DU COMITÉ

Rémi Bourgault

BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Service d'information et de recherche parlementaires
Jean-Luc Bourdages, analyste
Mohamed Zakzouk, analyste

**ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET
DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE
RAFFINAGE AU CANADA**

**Rapport du Comité permanent
des ressources naturelles**

Le président

Leon Benoit, député

Mai 2012

41^e LÉGISLATURE, 1^{re} SESSION

Il est permis de reproduire les délibérations de la Chambre et de ses comités, en tout ou en partie, sur n'importe quel support, pourvu que la reproduction soit exacte et qu'elle ne soit pas présentée comme version officielle. Il n'est toutefois pas permis de reproduire, de distribuer ou d'utiliser les délibérations à des fins commerciales visant la réalisation d'un profit financier. Toute reproduction ou utilisation non permise ou non formellement autorisée peut être considérée comme une violation du droit d'auteur aux termes de la *Loi sur le droit d'auteur*. Une autorisation formelle peut être obtenue sur présentation d'une demande écrite au Bureau du Président de la Chambre.

La reproduction conforme à la présente permission ne constitue pas une publication sous l'autorité de la Chambre. Le privilège absolu qui s'applique aux délibérations de la Chambre ne s'étend pas aux reproductions permises. Lorsqu'une reproduction comprend des mémoires présentés à un comité de la Chambre, il peut être nécessaire d'obtenir de leurs auteurs l'autorisation de les reproduire, conformément à la *Loi sur le droit d'auteur*.

La présente permission ne porte pas atteinte aux privilèges, pouvoirs, immunités et droits de la Chambre et de ses comités. Il est entendu que cette permission ne touche pas l'interdiction de contester ou de mettre en cause les délibérations de la Chambre devant les tribunaux ou autrement. La Chambre conserve le droit et le privilège de déclarer l'utilisateur coupable d'outrage au Parlement lorsque la reproduction ou l'utilisation n'est pas conforme à la présente permission.

On peut obtenir des copies supplémentaires en écrivant à :

Les Éditions et Services de dépôt Travaux publics et Services gouvernementaux Canada
Ottawa (Ontario) K1A 0S5

Téléphone : 613-941-5995 ou 1-800-635-7943
Télécopieur : 613-954-5779 ou 1-800-565-7757

publications@tpsgc-pwgsc.gc.ca
<http://publications.gc.ca>

Aussi disponible sur le site Web du Parlement du Canada à
l'adresse suivante : <http://www.parl.gc.ca>

PERMISSION DU PRÉSIDENT

Publié en conformité de l'autorité du Président de la Chambre des communes



ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE AU CANADA

Rapport du Comité permanent
des ressources naturelles

Le président

Leon Benoit, député

Mai 2012

41^e LÉGISLATURE, 1^{re} SESSION

CHAMBRE DES COMMUNES
HOUSE OF COMMONS
CANADA



0461

